

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

/А.В. Прохоров/

13 июня 2019 г.

Выявление и оценка перспективных направлений капитальных

вложений в ПАО «Варьеганнефтегаз»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 38.03.01.2019.528.ВКР

Консультанты, (должность)

_____ 2019 г.

Руководитель работы
д.э.н., профессор

_____ /Н.В.Зяблицкая/

07 июня 2019 г.

Консультанты, (должность)

Автор работы
Обучающийся группы ДО-414

_____ /О.С.Карпенко/

06 июня 2019 г.

Консультанты, (должность)

Нормоконтролер

_____ /Н.В.Назарова/

07 июня 2019 г.

Челябинск 2019

АННОТАЦИЯ

Карпенко О.С. Выявление и оценка перспективных направлений капитальных вложений в ПАО «Варьеганнефтегаз». – Челябинск: ЮУрГУ, ДО-414, 116 с., 16 ил., 39 таб., библиогр. список – 26 наим., 5 прил., 14 л. слайдов

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью выявления и оценки перспективных направлений капитальных вложений для публичного акционерного общества «Варьеганнефтегаз».

В выпускной квалификационной работе проанализирована организационная структура предприятия, выявлены сильные и слабые стороны публичного акционерного общества «Варьеганнефтегаз», а также возможные угрозы и дополнительный потенциал предприятия. Изучены отраслевые особенности функционирования организации.

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

Разработан анализ и ход проведения инвестиционных мероприятий путем возможного прогнозирования доходов организации от внедрения нового оборудования, а так же от применения технологии закрепления слабосцементированной породы в целях снижения износа оборудования, увеличения дебета нефти и получения дополнительной прибыли.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ (Разработала А.А.Дайнеко).....	11
1.1 История создания и развития организации.....	11
1.2 Цель и виды деятельности.....	15
1.3 Организационно-правовой статус.....	17
1.4 Структура предприятия и система управления.....	18
1.5 Отраслевые особенности функционирования предприятия.....	20
1.6 SWOT-анализ.....	25
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ (Разработала О.С. Карпенко).....	30
2.1 Основные показатели работы.....	30
2.2 Анализ финансового состояния	32
2.2.1 Анализ состава и структуры баланса.....	32
2.2.2 Анализ финансовой устойчивости предприятия.....	37
2.2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия.....	42
2.2.4 Оценка деловой активности предприятия.....	50
2.2.5 Анализ рентабельности предприятия.....	56
2.3 Анализ затратности функционирования ПАО «Варьеганнефтегаз»...60	
3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В ПАО «ВНГ».....	63
3.1 Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов.....	63
3.2 Цель внедрения технологии связывания слабоцементных пород SECURE 2020 (Разработала А.А.Дайнеко)	66

3.3	Сущность инвестиционного мероприятия (разработала А.А.Дайнеко).....	67
3.4	Оценка коммерческой эффективности проекта (разработала А.А.Дайнеко).....	75
3.5	Анализ чувствительности проекта к риску (разработала А.А.Дайнеко).....	82
3.6	Цель внедрения забойной телеметрической системы с беспроводным электромагнитным каналом связи ЗТС-42 ЭМ-М (разработала О.С.Карпенко).....	84
3.7	Сущность инвестиционного мероприятия (разработала О.С.Карпенко).....	88
3.8	Оценка коммерческой эффективности проекта (разработала О.С.Карпенко).....	92
3.9	Анализ чувствительности проекта к риску (разработала О.С. Карпенко).....	98
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	102
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	105
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	108
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Структура ПАО «Варьеганнефтегаз».....	108
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Бухгалтерский баланс (форма 1) за 2016 – 2018 гг.....	109
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Отчет о финансовых результатах.....	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Динамика состава и структуры имущества ПАО «Варьеганнефтегаз».....	112
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Приложение к бухгалтерскому балансу (форма 5) за 2016-2018 гг.....	116

ВВЕДЕНИЕ

Капитальные вложения являются одной из важнейших экономических категорией, которые выступают в роли активизатора стабильного функционирования предприятия. Они представляют собой определенные затраты материальных, трудовых или денежных ресурсов, которые используются для восстановления или прироста основных фондов. В состав капитальных вложений входят затраты на проектно-изыскательские, строительно-монтажные работы, приобретение оборудования, инвентаря и т.д.

Практика применения капитальных вложений в Российской Федерации регламентируется Федеральным законом N 39-ФЗ от 25 февраля 1999 г. «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений».

Очень важным моментом в использовании капитальных вложений является их правильное и оптимальное распределение. Для того чтобы этого добиться, необходимо до начала процесса капиталовложений произвести подробный расчет возможной эффективности от тех или иных вложений.

В целом, процесс капитальных вложений имеет особую важность, так как капитальные вложения способствуют научно-техническому процессу и производству более качественного продукта, размер капитальных вложений повышает конкурентоспособность предприятия. Состав и структура капитальных вложений влияет на качество выпускаемой продукции, оказываемых услуг, и в целом на устойчивость предприятия на рынке.

Актуальность выбора темы данной выпускной квалификационной работы определяется тем, что на сегодняшний день организация эффективного процесса финансового обеспечения капитальных вложений играет важную роль в достижении высокой результативности инвестиционной деятельности и устойчивого развития предприятия любой отрасли.

Объектом исследования данной выпускной квалификационной работы является ПАО «Варьеганнефтегаз».

Предметом исследования является выявление и оценка перспективных направлений капитальных вложений в ПАО «Варьеганнефтегаз».

Целью данной ВКР выступает оценка финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз» и расчёт эффективности предложенных инвестиционных проектов.

Основными задачами данной ВКР являются:

- 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 мероприятий направленных на повышение эффективности работы ПАО «Варьеганнефтегаз».

Теоретической основой исследования данной ВКР служили:

- Труды отечественных и зарубежных ученых;
- Статьи в периодических изданиях;
- Устав ПАО «Варьеганнефтегаз»;
- Положение об оплате труда;
- Данные бухгалтерской отчётности 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 «при прочих равных условиях». Допускается, что все другие переменные, за исключением тех, которые в данный момент рассматриваются, остаются неизменными.

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

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1.1 История создания и развития организации

ПАО «Варьеганнефтегаз» – одно из ведущих предприятий нефтяной компании «РосНефть», расположенных в Западной Сибири.

ПАО «Варьеганнефтегаз» занимается разведкой и разработкой группы нефтегазоконденсатных месторождений на территории Западной Сибири в ХМАО – Югре. Площадь района деятельности – порядка 40 тыс. квадратных километров. ПАО «Варьеганнефтегаз» входит в число крупнейших добывающих предприятий региона, является градообразующим предприятием для г.Радужный[13].

Официальная история предприятия насчитывает более 40 лет, но разработка Варьеганского месторождения началась значительно раньше. В 1967 году поисковая скважина №1П Варьеганского месторождения вскрыла газоносный пласт, а в 1968 году начато бурение скважины №2Р, на котором получен первый фонтан нефти. С этой скважины началась история открытия и разработки месторождения и его промышленная эксплуатация.

4 апреля 1985 года приказом Министерства нефтяной промышленности в районном поселке Радужный было создано Производственное объединение «Варьеганнефтегаз».

Созданное в легендарные времена начала освоения сибирских недр, ПАО «Варьеганнефтегаз» до сих пор стабильно добывает «черное золото», продолжает активно развиваться, на лицензионных участках открываются новые перспективы для разработки.

В портфеле активов ПАО Варьеганнефтегаз - 5 нефтегазовых месторождений, каждое из которых имеет свою историю, особенности и перспективы[19].

Северо-Варьеганское месторождение, введено в разработку в 1976 году.

Бахилловское месторождение, введено в разработку в 1987 году.

Северо-Хохряковское месторождение, введено в разработку в 1989 году.

Сусликовское месторождение, введено в разработку в 1996 году.

Верхнеколик-Еганское месторождение, введено в разработку в 1990 году.

Промышленная добыча на предприятии осуществляется с 1985 года, объем добытой нефти с начала разработки месторождений составляет более 150 млн тонн.

На 14 октября 2010 года было зафиксировано значимое событие в деятельности 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[19].

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). Также был осуществлен оперативный подсчет запасов, позволивший часть запасов категории С2 перевести в промышленную категорию

С1. В результате чего, обеспечен 35 суммарный прирост извлекаемых запасов нефти по категории АВС1.

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.

2015 год - за год на лицензионных участках "Варьеганнефти" добыто свыше 2,140 млн. тонн нефти и 1 185 куб. метров газа. На нефтепромыслах пробурено и введено в эксплуатацию 13 новых скважин, за счет которых предприятие добыло дополнительно 66,437 тыс. тонн нефти. Внедрение экономически эффективных программ добычи нефти в 2015 году на месторождениях Варьеганского нефтяного блока дало положительные результаты. Выполнены зарезки боковых стволов на 29 скважинах.

Уровень добычи нефти за 2016 год в группе предприятий «Варьеганнефтегаз» составил более 6,2 млн. тонн. Увеличение добычи нефти обеспечено успешным выполнением комплекса геолого-технических мероприятий. Наибольший эффект получен от зарезки боковых стволов скважин и проведения операций по гидроразрыву пласта. Суммарно они дали 454 тыс. тонн дополнительной добычи нефти. Обработка призабойной зоны (ОПЗ) на действующем фонде добывающих скважин позволила увеличить запускные дебиты скважин на 30% по сравнению с 2015-м. Добыча нефти от ОПЗ превысила 190 тыс. тонн. Суммарно весь комплекс ГТМ обеспечил группе почти 816 тыс. тонн дополнительной добытой нефти. Еще 325 тыс. тонн получено по программе ввода новых скважин из бурения.

Объем добычи газа в 2016 году увеличился до 3,4 млрд кубических метров. По сравнению с показателями 2015 года рост составил 9,3%. Увеличение

произошло благодаря успешной реализации программы бурения новых скважин и расширению газотранспортной инфраструктуры Ван-Еганского месторождения.

2018 год - группа предприятий «Варьеганнефтегаз» приступила к полномасштабному освоению Узунского месторождения, расположенного в ХМАО-Югре. В ходе основного этапа разбуривания перспективного Южно-Узунского лицензионного участка планируется построить 10 наклонно-направленных и горизонтальных скважин с возможностью проведения операций многостадийного гидроразрыва пласта. Средняя глубина скважин составит 3000 м, длина горизонтальных участков 350-400м.

Бурение первых скважин на Узунском месторождении подтвердило нефтеносность района и низкий процент обводненности продукции.

Параллельно с процессом строительства скважин создается транспортная инфраструктура. Новая ветка нефтепровода обеспечит транспортировку скважинной жидкости на ближайший пункт сбора нефти на соседнем месторождении Компании. Подготовка нефти на существующих объектах позволит получить синергетический эффект.

Ожидается, что период относительно стабильной нефтедобычи на Южном Узуне будет достигнута в 2020 году.

В настоящее время производственная деятельность ПАО «ВНГ» ориентирована на совершенствование сырьевой базы, увеличение объемов добычи углеводородного сырья, повышение промышленной и экологической безопасности производства, развитие инфраструктуры сбора, подготовки, транспортировки нефти и газа, внедрение информационных технологий управления производством, рациональное использование природных ресурсов, охрана здоровья и безопасность персонала, постоянное повышение уровня промышленной и экологической безопасности.

1.2 Цель и виды деятельности

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

Общество имеет гражданские права и несет гражданские обязанности, необходимые для осуществления любых видов деятельности, не запрещенных федеральными законами.

Видами деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз» являются[13]:

- 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-изыскательских работ, связанных с использованием земель;
- выполнение маркшейдерских работ, геодезической деятельности, картографической деятельности и земельно-правового обеспечения;
- инженерные изыскания, проектирование, выполнение строительного-монтажных 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;
- монтаж, наладка и ремонт энергообъектов, электроэнергетического, теплоэнергетического оборудования;
- выполнение проектных, изыскательских, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ;

- строительство, реконструкция, ремонт и содержание объектов и автомобильных дорог;
- деятельность природоохранного назначения;
- деятельность по содержанию и эксплуатации автозаправочных станций, в том числе передвижных станций;
- транспортно-экспедиционные (автомобильные, железнодорожные, водные) услуги;
- услуги телефонной связи и телевидение, издательская деятельность;
- монтаж, наладка, ремонт и эксплуатация средств автоматики, телемеханики, вычислительной техники, охранной и охранно-пожарной сигнализации;
- оказание инжиниринговых, консалтинговых и других услуг;
- внешнеэкономическая, коммерческая, инвестиционная деятельность;
- лизинговая деятельность;
- организация торговли и горячего питания;
- осуществление любых иных видов деятельности, не запрещенных российским законодательством.

Общество осуществляет работы, связанные с использованием сведений, составляющих государственную тайну, а также осуществляет мероприятия и (или) оказывает услуги по защите государственной тайны, на основании специального разрешения (лицензии), если иные требования не предусмотрены законодательством Российской Федерации. Общество осуществляет организацию и проведение мероприятий в области мобилизационной подготовки, а так же в области гражданской обороны.

В случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, Общество может заниматься отдельными видами деятельности только на основании специального разрешения (лицензии), членства в саморегулируемой организации или выданного саморегулируемой организацией свидетельства о допуске к определенному виду работ.

1.3 Организационно-правовой статус

ПАО «Варьеганнефтегаз», является публичным акционерным обществом.

Понятие «публичное акционерное общество (ПАО)» - относительно новое в гражданском законодательстве России (введено с 1.09.2014 г.). Оно обозначает форму организации публичной компании, акционеры которой имеют право отчуждать свои акции [19].

Его основными отличиями являются:

- наличие неограниченного числа акционеров;
- свободное размещение и обращение акций на рынке ценных бумаг;
- разрешение не вносить средства в уставной капитал компании до ее регистрации и открытия счета.

Определение «публичное» говорит о том, что данный вид АО должен придерживаться политики более полного раскрытия информации, по сравнению с непубличным. Это способствует повышению прозрачности и привлекательности процессов инвестирования (акции размещаются и обращаются среди широкого круга лиц).

Высшим органом управления является общее собрание акционеров.

В документах ПАО и его фирменном названии законодательно закреплена необходимость указания публичности организации.

Главным учредительным документом ПАО является устав организации, определяющий полное и сокращенное названия компании, права акционеров, размеры уставного капитала, структуру управления и многое другое.

Уставный капитал ПАО «Варьеганнефтегаз» составляет 2 397 416 (два миллиона триста девяносто семь тысяч четыреста шестнадцать) рублей.

Уставный капитал Общества составляется из номинальной стоимости акций Общества, приобретенных акционерами.

Уставный капитал Общества может быть увеличен путем увеличения номинальной стоимости акций или размещения дополнительных акций.

Решение об увеличении уставного капитала Общества принимается в соответствии с Федеральным законом «Об акционерных обществах» и настоящим Уставом.

Уставный капитал Общества может быть уменьшен путем уменьшения номинальной стоимости акций или сокращения их общего количества, в том числе путем приобретения части акций.

Уставный капитал должен быть уменьшен на основании решения Общего собрания акционеров об уменьшении уставного капитала путем погашения акций, находящихся на балансе Общества, в случае если такие акции не были реализованы в течение одного года с даты их приобретения.

ПАО «Варьеганнефтегаз» создано без ограничения срока деятельности.

Общество имеет круглую печать, содержащую его полное фирменное наименование на русском языке и указание на его место нахождения.

1.4 Структура предприятия и система управления

Общеизвестно, что неотъемлемым атрибутом всех реально существующих систем является структура. Именно структура придает любой организации целостность.

Для обеспечения деятельности Общества создаются органы управления: Общее собрание акционеров, Совет директоров и исполнительные органы: Генеральный директор и Правление.

Общее собрание акционеров ПАО "НК "Роснефть" является высшим органом управления Компании. Общество обязано ежегодно проводить годовое Общее собрание акционеров.

Структура управления ПАО «Варьеганнефтегаз» представлена в Приложении А и по классификации относится к линейно-функциональной.

При линейно-функциональной структуре управления основные связи - линейные, дополняющие - функциональные. Линейные службы обеспечивают

изготовление продукции или услуг. Функциональные - помогают в разработке конкретных вопросов и подготовке соответствующих решений, программ, планов.

Достоинством данной структуры является освобождение линейных руководителей от решения функциональных вопросов, а также единоначалие.

Недостатком данной структуры является отсутствие тесных горизонтальных связей между подразделениями, а также аккумуляция полномочий на верхнем уровне управления.

Для обеспечения деятельности предприятия созданы органы управления: Общее собрание акционеров и единоличный исполнительный орган – генеральный директор. Высшим органом управления является Общее собрание акционеров.

Руководство текущей деятельностью предприятия осуществляется генеральным директором. К компетенции генерального директора относятся все вопросы руководства текущей деятельностью, за исключением вопросов, отнесенных к компетенции Общего собрания акционеров. Заместителями генерального директора являются следующие должностные лица [26]:

- Заместитель генерального директора по перспективному планированию и развитию производства;
- Заместитель генерального директора – главный инженер;
- Заместитель генерального директора – главный геолог;
- Заместитель генерального директора - по ПУЭД и К;
- Заместитель генерального директора - по УСС и сервисной поддержке.

В подчинении вышеуказанных лиц находятся 16 Департаментов: Производственный департамент, Департамент разработки м/р, Департамент планирования и экономики, Департамент сервисной поддержки, Департамент ОТ, ПБ, ООС, ГО и ЧС, Департамент ГТМ, Департамент управления инвестициями и активами, Департамент МТО и транспорта, Департамент по работе с персоналом, Департамент капитального строительства, Департамент геологии и недропользования, Департамент по договорной работе, Департамент по

обеспечению услугами, Департамент ТКРС и ГРП, Финансовый департамент, Департамент маркшейдерии.

Важнейшими функциями оперативного управления производством в ПАО «Варьеганнефтегаз» является: координация и контроль за функционированием всей производственной структуры, в т.ч. получение, оформление заказов, выдача их в производство, составление календарных планов; подготовка заказов и всей необходимой документации; контроль издержек производства; календарное планирование; организация производственного процесса; контроль и регулирование запасов; диспетчеризация – регулирование выполнения работы в соответствии с принятой технологией, производственными нормативами и календарным планом.

1.5 Отраслевые особенности функционирования организации

Предприятие, являющееся объектом исследования, является типичным представителем нефтегазовой отрасли.

Природный газ и нефть являются самыми ценными компонентами природно-ресурсной базы не только топливной, но и всей добывающей индустрии. Влияние нефтегазового комплекса ощутимо во многих сферах хозяйства страны. Нефтегазовый комплекс России находится в тесной взаимосвязи со многими отраслями экономики. Эти отрасли, в частности, предоставляют оборудование, технику, материалы, выполняют вспомогательные функции и другое для нужд предприятий нефтегазового комплекса [21].

Россия обладает огромным углеводородном потенциалом, позволяющим реализовать прогнозы добычи нефти до 2030 года, входит в число ведущих нефтедобывающих стран мира, удовлетворяя как текущие и перспективные потребности экономики России в нефти, природном газе и продуктах и переработки, так и поставляет их в значительном количестве на экспорт.

По объемам разведанных запасов жидких углеводородов Россия занимает 2-е место в мире с долей порядка 10%. Запасы нефти учтены в недрах практически каждого второго субъекта Федерации. Добыча нефти ведется на территории 35 субъектов РФ.

Таблица 1.1- Уровень добычи нефти и газового конденсата в России

	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение, млн. тонн	
				2017/2016	2018/2017
Добыча нефти и газового конденсата, млн.тонн	549	546,8	555,8	-2,2	+9

Добыча нефти и газового конденсата в России в 2018 году достигла 555,8 миллиона тонн. Это на 1,6% больше по сравнению с 2017-м, следует из данных Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (ЦДУ ТЭК).

В настоящее время НГК России обеспечивает более 2/3 общего потребления первичных энергоресурсов и 4/5 их производства. НГК является главным источником налоговых (40% доходов федерального бюджета и около 20% консолидированного бюджета) и валютных (около 40%) поступлений государства. На долю НГК приходится 12% промышленного производства России и 3% занятых в нем. Все это определяет его ключевую роль в социально-экономическом развитии страны.

Согласно Концепции долгосрочного социально-экономического развития РФ до 2025 года перед Россией стоит задача реализовать и укрепить уже имеющиеся конкурентные преимущества в энерго-сырьевых отраслях и создание новых конкурентных преимуществ, связанных с диверсификацией экономики[21].

Цели государственной политики в нефтегазовом комплексе – развитие сырьевой базы, транспортной инфраструктуры, перерабатывающих мощностей и увеличение доли продукции с высокой добавленной стоимостью в производстве и экспорте нефтегазового комплекса.

Почти 95% нефти и газа, добываемого на территории России, приходится на 10 предприятий нефтегазового комплекса, среди которых лидирующие позиции занимает ПАО НК «Роснефть».

Таблица 1.2 - Самые крупные компании по добыче нефти в России

Компании	Добыча нефти(%)		
	2016 год	2017 год	2018 год
1. ПАО «НК «Роснефть»	31,5	35	38
2. ПАО «Лукойл»,	12,4	14	16,9
3. ОАО «Сургутнефтегаз»	10,1	11,5	13,5
4. ПАО «Газпром нефть»	5,9	8,1	9,4
5. ПАО «Татнефть»	4,1	5,3	7,7
6. ПАО АНК «Башнефть»	1,8	2,9	4,7
7. ПАО «Газпром»	1,6	2,2	3,9
8.ОАО «НГК «Славнефть»	1,1	2,6	3,2
9. АО НК «РуссНефть»	0,9	1,4	1,8
10. ПАО «Новатэк»	0,5	0,7	0,9

Согласно данным по международным стандартам финансовой отчетности (МСФО), "Роснефть" в 2018 году увеличила добычу нефти на 2,6% - до 216,3 млн тонн. Добыча "Лукойла" за год подросла на 0,2% - до 82,4 млн тонн. "Сургутнефтегаз" в 2018 году добыл 60,9 млн тонн, рост составил 0,6%. "Газпром нефть" в 2018 году добыла 60,2 млн т, рост составил 0,1%. Добыча "Татнефти" в 2018 году составила 29,5 млн т, рост добычи составил 2,1% у "Новатэка" добыча нефти выросла на 1,4% - до 11,7 млн тонн. Добыча "Башнефть" составила 18,95 млн.тонн, "Славнефть" - 13,81 млн тонн, "РуссНефть" - 7,11 млн тонн.

ПАО НК «Роснефть» - лидер российской нефтяной отрасли, крупнейшая публичная нефтегазовая компания, а так же крупнейший налогоплательщик России. Доля Общества в мировой добыче нефти составляет 6%. В России доля добычи компании составляет 40%. Эти цифры подтверждают, что группа компаний «Роснефть» - крупнейшая не только в России, но один из сильнейших игроков на мировой арене нефтедобычи.

Эта компания является постоянным членом выставки «Нефтегаз» и монополистом на данном рынке, именно она разрабатывает стратегию развития

нефтегазовой сферы, осуществляет структурную перестройку отрасли в соответствии с рыночными условиями хозяйствования, обеспечивает потребность промышленных потребителей и населения, обеспечивает транзит нефти и газа в государства Европейского Союза.

В настоящее время на долю России приходится более 80 % общего объема добычи нефти и газа, что составляет почти седьмую часть суммарного производства первичных энергоресурсов в мире.

В России сосредоточено 12,9 % мировых разведанных запасов нефти и 15,4% ее добычи. На ее долю приходится 36,4 % мировых запасов газа и 30,9 % его добычи.

ХМАО - крупнейший нефтедобывающий регион страны, на долю которого приходится порядка 43% общероссийской добычи нефти.

Добыча нефти и газа приносит округу положительные результаты, а это: быстрый подъем экономики ХМАО, активное повышение уровня жизни населения, заселение территории, образование посёлков, городов, возможность трудоустройства населения [21].

Доля Югры в общероссийской добыче нефти - 51,3%. Основной объём добычи в округе обеспечивают 10 нефтедобывающих компании, в том числе «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Лукойл», «Славнефть», «Газпромнефть» и другие.

Таблица 1.3 - Лидирующие места по добыче нефти в ХМАО-Югре

Компании	Добыча нефти (%)		
	2016 год	2017 год	2018 год
ПАО «НК «Роснефть»	40,6	41,2	43,3
ПАО «Сургутнефтегаз»	19,2	20,1	21,5
ПАО «Лукойл»	12,1	13,4	15
Другие	28,1	25,3	20,2

В нашей области находится крупнейшее в России и 6-е по размеру в мире нефтяное месторождение - Самотлор. Из данного месторождения за годы его эксплуатации было добыто 2,3 млрд тонн нефти.

Таблица 1.4 – Динамика добычи нефти в ХМАО-Югре

	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение, млн. тонн	
				2016/2017	2017/2018
Добыча нефти, млн.тонн	239,2	235,3	236,5	-3,9	+1,2

За данные 2018 года в Ханты-Мансийском автономном округе было добыто 236,5 миллионов тонн нефти, что на 1,2 млн. тонн больше, чем за тот же срок 2017 года. Впервые с 2008 года отмечается рост добычи, превышающий аналогичный период предыдущего года.

Тенденцию к снижению удалось изменить прежде всего в результате рекордного объема эксплуатационного бурения в 2017–2018 годах и ввода новых добывающих скважин. Это в итоге позволило переломить тренд снижения объема добычи на его рост. В случае сохранения достигнутых объемов эксплуатационного бурения, возможно сохранение дальнейшей тенденции к росту добычи нефти в автономном округе.

Опираясь на энергетическую политику Российской Федерации, дальнейшие перспективы развития нефтегазовой отрасли нуждаются в решении следующих вопросов [7]:

- Обеспечение восстановления ресурсной базы нефтегазовой промышленности;
- Грамотное применение газовых и нефтяных запасов;
- Безопасность энергетического комплекса;
- Уменьшение расходов и потерь на всех стадиях производимых процессов;
- Расширение количества отечественных нефтегазовых предприятий на иностранных рыночных площадках;
- Качественная переработка полезных ископаемых;

- Составление и модернизация новых месторождений.

Перспективы развития нефтегазовой отрасли в России будут основываться на международных ценах, налоговых платежах, количествах внутреннего использования, продвижении транспортной сферы, технологических решениях в исследовании новых месторождений.

Мировая стоимость углеводородного ресурса будет зависеть от степени развития международной экономики и активности введения других источников энергии.

Продвижение нефтегазовой индустрии в ближайшее время включает решение двух задач – это увеличение долговременной стабильности и эффективности проведения деятельности в данной отрасли. Сюда также входит предоставление требуемых инвестиций в нефтегазовую сферу, что даст возможность получить новые пути для экономического развития. Эти задачи полностью взаимосвязаны.

Нефтегазовый сегмент имеет большое значение в решении отечественных проблем и значительно зависит от развития и величины экономики.

1.6 SWOT-АНАЛИЗ

SWOT - анализ – это инструмент, который помогает собрать объективную картину о состоянии дел в компании. Каждый участник бизнес-процесса обладает уникальными знаниями о внутренней жизни организации, внешней среде, услугах или товарах, реализуемых на данном предприятии [2].

SWOT - анализ является предварительным исследовательским этапом при составлении стратегических планов, разработке стратегических целей и задач компании. Используется для решения поставленных или внедрения новых задач, оптимизации существующих товаров или услуг, планирования и оценки бизнеса в целом[20].

SWOT - анализ в общем виде не содержит экономических категорий, поэтому может быть применен к любым организациям, отдельным людям и странам для построения стратегий в самых различных областях их деятельности.

Оценку сильных и слабых сторон организации, ее внешних возможностей и угроз обычно называют SWOT - анализом.

На основе этого анализа можно быстро оценить стратегическое положение организации, построить матрицу «SWOT». При выборе стратегии развития организации необходимо обеспечить соответствие внутренних возможностей (т.е. сильных и слабых сторон организации) условиям внешней окружающей среде.

Стратегия должна быть направлена на максимально эффективное использование имеющихся у организации конкурентных преимуществ, использование рыночных возможностей и избежание угроз.

Для проведения SWOT-анализа необходимо построить матрицу, состоящую из двух частей – внешней и внутренней среды. Внешнюю среду подразделяют также на два раздела – возможности и угрозы. В свою очередь, внутренняя среда разделена на сильные и слабые стороны организации.

Сильные стороны – преимущества организации, которые создают новые возможности для организации. Преимущества могут заключаться как в имеющихся уникальных ресурсах, используемой технологии, высокой квалификации сотрудников, бренде, качестве продукции.

Сильные стороны служат базой, на которую организация опирается в конкурентной борьбе и которую она должна стремиться расширять и укреплять. Слабые стороны – это недостатки компании, которые мешают ее развитию.

Возможности в SWOT-анализе могут рассматриваться как факторы, оказывающие благоприятное воздействие на предприятии. Угрозы – факторы, способные нанести ущерб данной организации.

По результатам ситуационного анализа можно оценить, обладает ли компания внутренними силами и ресурсами, чтобы реализовать имеющиеся возможности и противостоять внешним угрозам.

Преимущества SWOT-анализа[12]:

- Это универсальный метод, который применим в самых разнообразных сферах экономики и управления. Его можно адаптировать к объекту исследования любого уровня (продукт, предприятие, регион, страна и пр.).

- Это гибкий метод со свободным выбором анализируемых элементов в зависимости от поставленных целей (например, можно анализировать город только с точки зрения туризма или только с точки зрения работы транспорта и т.д.).

- Может использоваться как для оперативной оценки, так и для стратегического планирования на длительный период.

- Использование метода, как правило, не требует специальных знаний и наличия узкопрофильного образования.

Недостатки SWOT-анализа[12]:

- SWOT-анализ показывает только общие факторы. Конкретные мероприятия для достижения поставленных целей надо разрабатывать отдельно.

- Зачастую при SWOT-анализе происходит лишь перечисление факторов без выявления основных и второстепенных, без детального анализа взаимосвязей между ними.

- Анализ даёт в большей степени статичную картинку, чем видение развития в динамике.

- Результаты SWOT-анализа, как правило, представлены в виде качественного описания, в то время как для оценки ситуации часто требуются количественные параметры.

- SWOT-анализ является довольно субъективным и чрезвычайно зависит от позиции и знаний того, кто его проводит.

- Для качественного SWOT-анализа необходимо привлечение больших массивов информации из самых разных сфер, что требует значительных усилий и затрат.

Таблица 1.5 – SWOT – анализ ПАО «Варьеганнефтегаз»

Сильные стороны	Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> - Наличие собственных лицензионных участков - Наличие собственной производственной базы - Низкий процент текучести кадров 	<ul style="list-style-type: none"> - Снижение объемов бурения - Увеличение затрат в течение анализируемого периода - Высокая степень износа основных фондов - Снижение дебита скважин
Возможности	Угрозы
<ul style="list-style-type: none"> - Рост спроса на внутренних и внешних рынках нефти - Использование новых технологий при добыче и переработке нефти и газа - Открытие новых месторождений - Возможность обслуживания дополнительных групп потребителей 	<ul style="list-style-type: none"> - Возникновение аварийных ситуаций - Ухудшение налогового климата - Неблагоприятная налоговая политика государства в отношении нефтяных предприятий (НДПИ) - Появление альтернативных источников энергии

Исходя из данных SWOT-анализа, можно сделать вывод о том, что наиболее приемлемой стратегией для ПАО «Варьеганнефтегаз» является стратегия концентрированного роста - связана с изменением продукта и (или) рынка не затрагивая технологию, отрасль и положение предприятия внутри отрасли. В случае следования этой стратегии предприятие пытается улучшить свой продукт или начать производить новый, не меняя при этом отрасли. Что касается рынка, то предприятие ведет поиск возможностей улучшения своего положения на существующем рынке либо же перехода на новый рынок.

Конкретными типами стратегии концентрированного роста являются следующие:

- стратегия усиления позиции на рынке, при которой фирма делает все, чтобы с данным продуктом на данном рынке завоевать лучшие позиции. Этот тип стратегии требует для реализации больших маркетинговых усилий. Возможны также попытки осуществления, так называемой горизонтальной интеграции, при которой фирма пытается установить контроль над своими конкурентами;
- стратегия развития рынка, заключающаяся в поиске новых рынков для уже производимого продукта;

- стратегия развития продукта, предполагающая решение задачи роста за счет производства нового продукта, который будет реализовываться на уже освоенном фирмой рынке.

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 ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1 Основные показатели работы

Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия является основой для принятия решений на уровне субъектов хозяйствования, с помощью которого выявляются наиболее значимые характеристики и показатели деятельности предприятия и составляются прогнозы его дальнейшего развития[1].

Аналитические исследования финансово-хозяйственной деятельности предприятия базируются на определенных правилах, приемах и способах исследования, подчиненных достижению целей анализа, и выполняются в соответствии с выбранными методами и разработанными методиками.

Динамика финансовых показателей ПАО «Варьеганнефтегаз», представлена в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Динамика финансовых показателей ПАО «Варьеганнефтегаз» за период 2016-2018 года.

Показатель	Финансовый результат, в тыс. руб.			Изменение(+,-) (тыс.руб)		Темп роста (снижения), %	
	2016 (тыс.руб)	2017 (тыс.руб)	2018 (тыс.руб)			2017/ 2016	2018/ 2017
				2017/2018	2018/2017		
Выручка В том числе:	27161947	32883956	42984638	5722009	10100682	121,07	130,72
Нефть	20192784	25612143	35100803	5419359	9488660	126,84	137,05
Газ	1591368	1802471	2115966	211103	313495	113,27	117,39
Прочие товары	5377795	5469342	5767869	91547	298527	101,70	105,46
Себестоимость	21456126	29560753	37731512	8104627	8170759	137,77	127,64
Чистая прибыль	2524832	1065525	2488724	-1459307	1423199	42,2	233,57

Отообразим динамику финансовых показателей ПАО «Варьеганнефтегаз» на рисунке 2.1



Рисунок 2.1 – Динамика финансовых показателей ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2016-2018 гг.

Из выше представленных данных видно, что выручка и себестоимость увеличивается за данный период. Выручка превышает себестоимость, финансовый результат свидетельствует о получении прибыли.

В 2017 году показатель чистой прибыли по отношению к 2016 году уменьшился на 1459307 тыс. руб. и составил 1065525 тыс. руб. В 2018 году чистая прибыль увеличилась на 1423199 тыс. руб. и составила 2488724 тыс.руб.

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.

За период с 2016 по 2018 года произошло увеличение объемов добычи нефти и газа это связано с эксплуатацией новых месторождений и продуктивных горизонтов, открытие которых зависит от степени совершенства применяемой технологии бурения скважин.

2.2 Анализ финансового состояния

2.2.1 Анализ состава и структуры баланса

Анализ финансового состояния предприятия играет важную роль в повышении экономической эффективности деятельности организации, в её управлении, в укреплении её финансового состояния. Он представляет собой экономическую науку, которая изучает экономику организаций, их деятельность с точки зрения оценки их работы по выполнению бизнес-планов, оценки их имущественно-финансового состояния и с целью, выявления неиспользованных резервов, повышения эффективности деятельности организаций[6].

Анализируя финансовую отчетность, можно использовать различные методы (и логические, и формализованные). Но к наиболее часто используемым методам финансового анализа относятся горизонтальный и вертикальный анализ. Анализ финансово-экономического состояния ПАО «Варьеганнефтегаз» 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[6]:

- 1.Стоимость имущества предприятия, общий итог баланса;
- 2.Имобилизованные активы (внеоборотные активы), итог раздела I баланса;
- 3.Мобильные активы (стоимость оборотных средств), итог раздела II баланса.

Бухгалтерский баланс (форма №1) ПАО «Варьеганнефтегаз» можем увидеть в Приложении Б, бухгалтерский баланс (форма №2) в приложении В.

Практика экономического анализ выработала такие правила чтения финансовых отчетов, как: горизонтальный и вертикальный анализ.

Горизонтальный анализ – это сравнительный анализ финансовых данных за ряд периодов. При горизонтальном анализе, берется показатель (строка) и прослеживается его изменение в течение двух или более периодов. В качестве периодов могут браться любые одинаковые временные интервалы, но обычно для бухгалтерской отчетности используют поквартальный анализ или анализ данных по годам[4].

Верительный анализ актива бухгалтерского баланса дает представление о доли основных средств, нематериальных активов, запасов, дебиторской задолженности и других видов имущества в общих активах предприятия (вертикальный анализ актива баланса).

Вертикальный (структурный) анализ проводится в целях определения структуры итоговых финансовых показателей, т. е. выявления удельного веса отдельных статей отчетности в общем, итоговом показателе (выявление влияния каждой позиции отчетности на результат в целом) [4].

Горизонтальный и вертикальный приемы анализа может, реализован в так называемом сравнительном аналитическом балансе, который получается из исходного бухгалтерского путем укрупнения (объединения) отдельных статей и дополнения его показателями структуры и динамики за отчетный период. Статьи баланса группируются в соответствии с целями анализа, с учетом специфики деятельности организации и других факторов

Полный расчет показателей актива и пассива (темп роста, изменение в тыс.руб. и процентах %) по методике горизонтального и вертикального анализа можно посмотреть в Приложении Г.

С помощью горизонтального (временного) и вертикального (структурного) анализа из (Приложения Г) получим наиболее общее представление об имевших

место качественных изменений в структуре актива, а также динамике этих изменений.

Общая стоимость имущества с 2016 по 2017 года увеличилась на 4257449 тыс.руб., темп ее роста составил 110,88%. С 2017 по 2018 стоимость имущества увеличилась на 2132763 тыс.руб., темп роста составил 104,91%.

Таблица 2.2 – Динамика и структура внеоборотных и оборотных активов

ПАО «Варьеганнефтегаз»

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

По данным из таблицы 10.2. можно сделать вывод, о том что с 2016 по 2017 года внеоборотные активы увеличились на 3517523 тыс.руб., темп роста на 110,59%,а оборотные увеличились на 739926 тыс.руб., темп роста 112,47%.

С 2017 по 2018 года внеоборотные активы увеличились на 1378458 тыс.руб.,темп роста составил 103,73%,а оборотные активы увеличились на 754305 тыс.руб.,что привело к увеличению темп роста на 111,31%.

В 2017 году доля внеоборотных активов составляет 84,63%. Данная ситуация связана с увеличением основных средств, доля которого составляет 77,16%.

В 2018 году доля оборотных активов составляет 16,31%. Данная ситуация связана с увеличением дебиторской задолженности, доля которого составляет 13,88%.

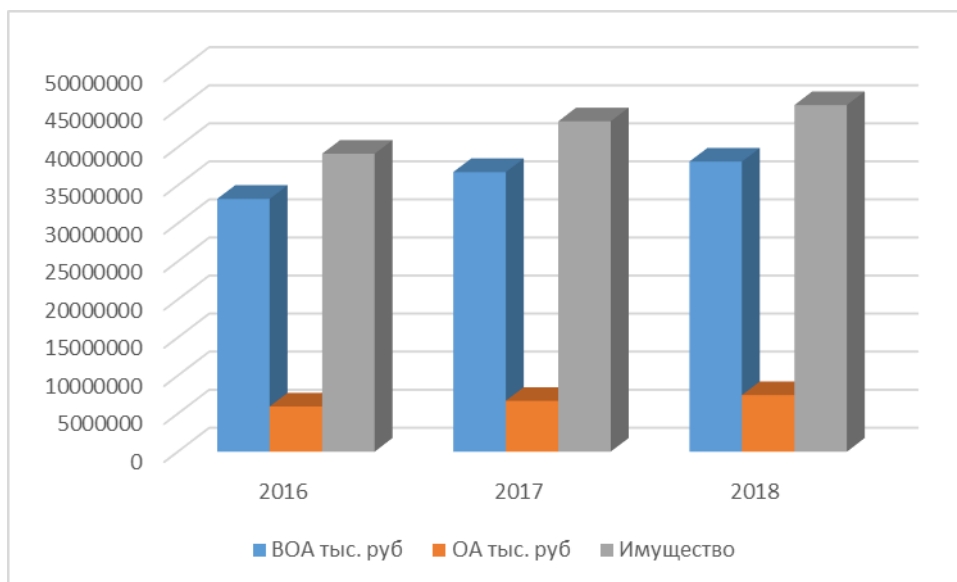


Рисунок 2.2 - Динамика активов предприятия по годам

Таблица 2.3 – Динамика и структура собственного капитала и обязательств
ПАО «Варьеганнефтегаз»

Показатель	2016 (тыс.руб)	2017 (тыс.руб)	2018 (тыс.руб)	Изменение (+,-) (тыс.руб)		Темп роста (снижения), %	
				2017\2016	2018\2017	2017\ 2016	2018\ 2017
Соб.кап.	26304246	27369771	29857530	1065525	2487759	104,05	109,09
Дол.обяз.	5616601	9483648	7974578	3867047	-1509070	168,85	84,09
Крат.обяз	7222871	6547748	7701822	-675123	1154074	90,65	117,63
БАЛАНС	39143718	43401167	45533930	4257449	2132763	110,88	104,91

По данным из таблицы 2.3 можно сделать вывод, что с 2016 по 2017 года собственный капитал увеличился на 1065525 тыс.руб., темп роста на 104,05%, а с 2017 по 2018 года собственный капитал увеличился на 2487759 тыс.руб., темп роста на 109,09%.

Увеличение удельного веса собственного капитала в общей величине капитала способствует росту финансовой устойчивости предприятия.

Увеличение удельного веса собственного капитала с 4,14% (2016-2017г.) до 2,51%(2017-2018г.), происходит из-за увеличения непокрытого убытка, доля которого в 2018 году составила 60,79%.

Долгосрочные обязательства на период с 2016 по 2017 года снизился на 675123тыс. руб., темп роста на 90,65%, а с 2017 по 2018 года увеличился на 1154074 тыс. руб., темп роста на 117,63%.

Краткосрочные обязательства с 2016 по 2017 года увеличился на 4257449 тыс. руб., темп роста на 110,88%, а с 2017 по 2018 года увеличились на 2132763 тыс. руб., темп роста на 104,91%.

Если происходит преобладание краткосрочных заимствований, то повышается риск утраты финансовой устойчивости, долгосрочных-снижается. Оптимальное соотношение в структуре капитала 60% заемного и 40% собственного.

Снижение удельного веса долгосрочных обязательств с 7,50% (2016-2017г.) до 4,34% (2017-2018г.), говорит о погашении задолженности перед банками.

Увеличение удельного веса краткосрочных обязательств с 3,37% (2016-2017г.) до 1,83% (2017-2018г.), произошло в основном за счет увеличения кредиторской задолженности перед поставщиками и подрядчиками на 19%.

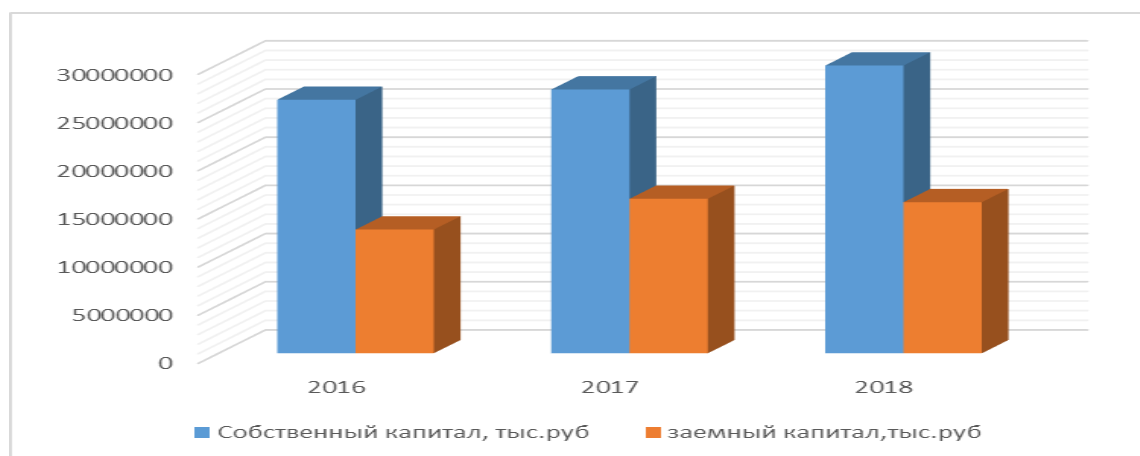


Рисунок 2.3 -Динамика пассивов ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2016-2018 года

Таблица 2.4 – Динамика и структура дебиторской и кредиторской задолженности
ПАО «Варьеганнефтегаз»

Показатель	2016 (тыс.руб)	2017 (тыс.руб)	2018 (тыс.руб)	Изменение (+,-) (тыс.руб)		Темп роста (снижения), %	
				2017\2016	2018\2017	2017\ 2016	2018\ 2017
Дебиторская задолженность	5399003	5766140	6322094	367137	555954	106,80	109,64
Кредиторская задолженность	4009074	5539748	6611335	1530674	1071587	138,18	119,34



Рисунок 2.4 – Динамика задолженности ПАО «Варьеганнефтегаз» по годам

За анализируемый период увеличилась дебиторская задолженность с 13,79% до 13,88%, что говорит о том, что покупатели не так хорошо рассчитываются по своим долгам.

Также за анализируемые периоды увеличилась кредиторская задолженность с 10,24% до 14,52%, следовательно, можно сказать о возникновении дополнительных обязательств перед кредиторами.

2.2.2 Анализ финансовой устойчивости предприятия

Финансовая устойчивость — одна из характеристик соответствия структуры источников финансирования в структуре активов. В отличие от

платежеспособности, которая оценивает оборотные активы и краткосрочные обязательства предприятия, финансовая устойчивость определяется на основе соотношения разных видов источников финансирования и его соответствия составу активов[11].

Финансовая устойчивость – это такое состояние финансовых ресурсов организации, их распределения и использования, которое обеспечивает развитие на основе роста прибыли и капитала при платежеспособности и кредитоспособности в условиях предпринимательского риска. Финансовая устойчивость характеризуется финансовой независимостью организации, его способностью маневрировать собственным капиталом.

Цель анализа финансовой устойчивости – оценить способность организации погашать свои обязательства и сохранять права владения организацией в долгосрочной перспективе.

Абсолютные показатели финансовой устойчивости[3]:

1) Определяется наличие собственных оборотных средств на конец расчетного периода (СОС)[3]:

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

где СК – собственный капитал;

ВОА – внеоборотные активы.

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

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

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

2) Наличие собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов или функционирующий капитал (КФ)[3]:

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

где СК - собственный капитал;

ДО – долгосрочные обязательства;

ВОА - внеоборотные активы.

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

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

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

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

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

где СК - собственный капитал;

ДО – долгосрочные обязательства;

ВОА - внеоборотные активы;

КО – краткосрочные обязательства.

$$ВИ(2016) = (26\,304\,246 + 5\,616\,601 + 2\,283\,515) - 33\,211\,912 = 992\,450$$

$$ВИ(2017) = (27\,369\,771 + 9\,483\,648 + 0) - 36\,729\,435 = 123\,984$$

$$ВИ(2018) = (29\,857\,530 + 7\,974\,578 + 0) - 38\,107\,893 = -275\,785$$

Трем показателям наличия источников формирования запасов и затрат соответствуют три показателя обеспеченности запасов источниками формирования[3].

1) Излишек (+) или недостаток (-) СОС[3]:

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

где Зп - общая величина запасов

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

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

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

2) Излишек или недостаток собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов (СД)[3]:

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

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

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

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

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

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

$$\Delta\text{ОИ}(2016) = 992\,450 - 531\,013 = 461\,437$$

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

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

По трем показателям $\Delta\text{СОС}$, $\Delta\text{СД}$, $\Delta\text{ОИ}$ по обеспеченности запасов источниками формирования можно сделать вывод о том, что у предприятия хроническая нехватка финансирования, т. е. постоянно увеличиваются запасы при необеспеченности средствами.

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

$$M = (\Delta\text{СОС}, \Delta\text{СД}, \Delta\text{ОИ})[3].$$

Данная модель характеризует тип финансовой устойчивости предприятия.

Трехфакторная модель анализируемого предприятия выглядит следующим образом: $M = (0,0,0)$; $\Delta\text{СОС} < 0$; $\Delta\text{СД} < 0$; $\Delta\text{ОИ} < 0$

Данный тип финансовой устойчивости – «Кризисное финансовое состояние», что говорит о полной неплатежеспособности предприятия и риска 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[3]:

1) Коэффициент автономии[3]:

$$K_A = \text{собственный капитал} / \text{активы} = 1300 / 1600 \quad (7)$$

$$K_A(2016) = 26\,304\,246 / 39\,143\,718 = 0,67$$

$$K_A(2017) = 27\,369\,771 / 43\,401\,167 = 0,63$$

$$K_A(2018) = 29\,857\,530 / 45\,533\,930 = 0,66$$

2) Коэффициент финансовой зависимости[3]:

$$\text{КФЗ} = \text{обязательства} / \text{активы} = (1400+1500-1530-1540) / 1600 \quad (8)$$

$$\text{КФЗ}(2016) = (5\,616\,601 + 7\,222\,871 - 69\,687 - 860\,595) / 39\,143\,718 = 0,30$$

$$\text{КФЗ}(2017) = (9\,483\,648 + 6\,547\,748 - 68\,368 - 939\,632) / 43\,401\,167 = 0,35$$

$$\text{КФЗ}(2018) = (7\,974\,578 + 701\,822 - 65\,721 - 1\,024\,766) / 45\,533\,930 = 0,32$$

3) Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами[3]:

$$\text{КОСОС} = (\text{собственный капитал} - \text{ВОА}) / \text{ОА} = (1300 - 1100) / 1200 \quad (9)$$

$$\text{КОСОС}(2016) = (26\,304\,246 - 33\,211\,912) / 5\,931\,806 = -1,16$$

$$\text{КОСОС}(2017) = (27\,369\,771 - 36\,729\,435) / 6\,671\,732 = -1,40$$

$$\text{КОСОС}(2018) = (29\,857\,530 - 38\,107\,893) / 7\,426\,037 = -1,11$$

4) Коэффициент маневренности[3]:

$$\text{Км} = \text{соб. об. ср-ва} / \text{собственный капитал} = (1300 - 1100) / 1300 \quad (10)$$

$$\text{Км}(2016) = (26\,304\,246 - 33\,211\,912) / 26\,304\,246 = -0,26$$

$$\text{Км}(2017) = (27\,369\,771 - 36\,729\,435) / 27\,369\,771 = -0,34$$

$$\text{Км}(2018) = (29\,857\,530 - 38\,107\,893) / 29\,857\,530 = -0,27$$

5) Коэффициент соотношения собственного и заемного капитала[3]:

$$\text{КСЗИСС} = \text{заемный капитал} / \text{собственный капитал} = (1400+1500) / 1300 \quad (11)$$

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

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

$$\text{КСЗИСС}(2018) = (7\,974\,578 + 7\,701\,822) / 29\,857\,530 = 0,52$$

Таблица 2.5 - Сравнение полученных значений с нормативами

Коэффициент	Норматив	2016 год	2017 год	2018 год
Ка	0,5 – 0,7	0,67	0,63	0,66
Кфз	0,5 – 0,8	0,30	0,35	0,32
Косос	≥0,1	-1,16	-1,40	-1,11
Км	0,2 – 0,5	-0,26	-0,34	-0,27
Ксзисс	<1	0,49	0,59	0,52

Сравнив полученные значения с нормативами можно сделать следующие выводы:

- Коэффициент автономии находится в пределах нормы, что свидетельствует о том, что организация полагается на собственные источники финансирования.

- Коэффициент финансовой зависимости ниже нормы, говорит о слишком осторожном подходе организации к привлечению заемного капитала и об упущенных возможностях повысить рентабельность собственного капитала за счет использования эффекта финансового рычага.

- Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами отрицательный, это говорит о том, что организация зависит от заемных источников, а так же о недостатке у предприятия собственных средств для финансирования текущей деятельности, а так же менее возможное проведение независимой финансовой политики.

- Коэффициент маневренности за 2016-2017 года отрицательный, это говорит о том, что предприятие финансово не устойчивое, а так же о вложении средств в медленно реализуемые активы.

- Коэффициент соотношения заемного и собственного капитала, как видим, соответствует нормативному значению <1 , что свидетельствует о том, что у организации практически отсутствуют финансовые затруднения и свидетельствует о низкой зависимости предприятия от заемного капитала и обязательств.

Таким образом, проанализировав финансовую устойчивость организации можно сделать вывод, что ПАО «Варьеганнефтегаз» является финансово не устойчивой организацией. При этом трехкомпонентный показатель финансовой устойчивости также говорит о финансовой не устойчивости.

2.2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия

Платежеспособность – это способность организации своевременно и полностью выполнить свои платежные обязательства, вытекающие из торговых, кредитных и иных операций платежного характера[5].

Анализ платежеспособности необходим не только для самой организации в целях оценки и прогнозирования финансовой деятельности, но и для внешних партнеров.

Ликвидность – одна из важнейших характеристик финансового состояния, определяющая возможность организации своевременно оплачивать счета и фактически является одним из показателей банкротств[5].

Анализ ликвидности баланса заключается в сравнении средств по активу, сгруппированных по степени убывающей ликвидности, с краткосрочными обязательствами по пассиву, которые группируются по степени срочности их погашения.

Оценка ликвидности баланса[3]:

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

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

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

A4 – трудно реализуемые активы (внеоборотные активы).

Группировка пассивов происходит по степени срочности их возврата:

П1 – наиболее срочные обязательства (кредиторская задолженность);

П2 – краткосрочные обязательства (краткосрочные кредиты и займы + прочие обязательства);

П3 – долгосрочные обязательства;

П4 – постоянные пассивы (собственный капитал + доходы будущих периодов + оценочные обязательства).

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

Условия абсолютной ликвидности баланса[3]:

$A1 > П1$,

$$A2 > П2,$$

$$A3 > П3,$$

$$A4 < П4.$$

Необходимым условием абсолютной ликвидности баланса является выполнение первых трех неравенств.

Четвертое неравенство носит так называемый балансирующий характер: его выполнение свидетельствует о наличии у предприятия собственных оборотных средств. Если любое из неравенств имеет знак, противоположный зафиксированному в оптимальном варианте, то ликвидность баланса отличается от абсолютной.

Рассчитаем группы активов[3]:

Высоко ликвидные активы[3]:

$$A1(2016)=951;$$

$$A1(2017)=869;$$

$$A1(2018)=573.$$

Активы средней скорости реализации[3]:

$$A2(2016)=5\,363\,955+10=5\,363\,965;$$

$$A2(2017)=5\,725\,763+797=5\,726\,560;$$

$$A2(2018)=6\,278\,985+319=6\,279\,304.$$

Медленно реализуемые активы[3]:

$$A3(2016)=531\,013+35\,048+829=566\,890;$$

$$A3(2017)=877\,935+40\,377+25\,991=944\,303;$$

$$A3(2018)=1\,076\,931+43\,109+26\,120=1\,146\,160.$$

Трудно реализуемые активы[3]:

$$A4(2016)=33\,211\,912;$$

$$A4(2017)=36\,729\,435;$$

$$A4(2018)=38\,107\,893.$$

Рассчитаем группы пассивов[3]:

Наиболее срочные обязательства[3]:

П1(2016)=4 009 074;

П1(2017)=5 539 748;

П2(2018)=6 611 335.

Краткосрочные обязательства[3]:

П2(2016)=2 283 515;

П2(2017)=0;

П2(2018)=0.

Долгосрочные обязательства[3]:

П3(2016)=5 616 601;

П3(2017)=9 483 648;

П3(2018)=7 974 578.

Постоянные пассивы[3]:

П4(2016)=26 304 246+69 687+860 595=27 234 528;

П4(2017)=27 369 771+68 368+939 632=28 377 771;

П4(2018)=29 857 530+65 721+1 024 766=30 948 017.

Таблица 2.6 - Степень покрытия по соответствующим группам активов и пассивов
баланса за 2016 год

Актив	2016 год (тыс.руб)	Пассив	2016год (тыс.руб)	Абсолютное отклонение (+,-) (тыс.руб)	Сравнение	Степень покрытия, % (А/П)
А1	951	П1	4009074	4008123	А1<П1	0
А2	5363965	П2	2283515	-3080450	А2>П2	2,4
А3	566890	П3	5616601	5049711	А3/<П3	0,1
А4	33211912	П4	27234528	-5977384	А4>П4	1,2

Таблица 2.7 - Степень покрытия по соответствующим группам активов и пассивов
баланса за 2017 год

Актив	2017 год (тыс.руб)	Пассив	2017 год (тыс.руб)	Абсолютное отклонение (+,-) (тыс.руб)	Сравнение	Степень покрытия, % (А/П)
А1	869	П1	5539748	5538879	А1<П1	0
А2	5726560	П2	0	-5726560	А2>П2	-
А3	944303	П3	9483648	8539345	А3<П3	0,1
А4	36729435	П4	28377771	-8351664	А4>П4	12,9

Таблица 2.8 - Степень покрытия по соответствующим группам активов и пассивов баланса за 2018 год

Актив	2018 год (тыс.руб)	Пассив	2018 год (тыс.руб)	Абсолютное отклонение (+,-) (тыс.руб)	Сравнение	Степень покрытия, % (А/П)
A1	573	П1	6611335	6610762	A1<П1	0
A2	6279304	П2	0	-6279304	A2>П2	-
A3	1146160	П3	7974578	6828418	A3<П3	0,1
A4	38107893	П4	30948017	-7159876	A4>П4	1,2

Для оценки ликвидности баланса необходимо провести сопоставление каждой группы актива с соответствующей группой пассива, для предприятия ПАО «Варьеганнефтегаз»:

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

Из данных сопоставлений групп активов и групп пассивов, мы можем наблюдать, что не выполняются требования, это говорит о не абсолютной ликвидности баланса.

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

Целью расчета является оценка соотношения 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.

Относительные показатели оценки ликвидности предприятия[3]:

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

$$K_{ал} = \frac{\text{Денежные средства} + \text{Краткосрочные финансовые вложения}}{\text{Краткосрочные обязательства}} \quad (12)$$

$$K_{ал(2016)} = \frac{951}{7222871} = 0$$

$$K_{ал(2017)} = \frac{869}{6547748} = 0$$

$$K_{ал(2018)} = \frac{573}{7701822} = 0$$

2. Коэффициент быстрой ликвидности, характеризует обеспеченность краткосрочных обязательств предприятия высоколиквидными активами (денежными средствами) и активами средней ликвидности (краткосрочными финансовыми вложениями и краткосрочной дебиторской задолженностью (до 12 месяцев)[3]:

$$K_{бл} = \frac{\text{Ден. средства} + \text{Кр. фин. вложения} + \text{Дебит. задолженность}}{\text{Краткосрочные обязательства}} \quad (13)$$

$$K_{бл(2016)} = \frac{951 + 5399003}{7222871} = 0,75$$

$$K_{бл(2017)} = \frac{869 + 5766140}{6547748} = 0,88$$

$$K_{бл(2018)} = \frac{573 + 6322094}{7701822} = 0,82$$

3. Коэффициент текущей ликвидности, характеризует обеспеченность краткосрочных обязательств предприятия всеми его оборотными активами, а так же запас прочности, возникающей вследствие превышения ликвидного имущества над имеющимися обязательствами[3]:

$$K_{тл} = \frac{\text{Оборотные активы}}{\text{Краткосрочные обязательства}} \quad (14)$$

$$K_{тл(2016)} = \frac{5931806}{7222871} = 0,82$$

$$K_{тл(2017)} = \frac{6671732}{6547748} = 1,02$$

$$K_{тл(2018)} = \frac{7426037}{7701822} = 0,96$$

Таблица 2.9 - Сравнение показателей ликвидности оборотных активов с нормативами

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	Норматив
Коэффициент абсолютной ликвидности	0	0	0	0,2 и >
Коэффициент быстрой ликвидности	0,75	0,88	0,82	1 и >
Коэффициент текущей ликвидности	0,82	1,02	0,96	2-3

Из таблицы 2.9 мы видим, что значение абсолютной ликвидности находится ниже предела нормы, это говорит о том, что организация испытывало трудности с погашением краткосрочных обязательств.

Из таблицы мы видим, что коэффициент быстрой ликвидности не входит в предел нормы, это говорит о том, что ликвидные активы не покрывают краткосрочные обязательства, а значит существует риск потери платежеспособности.

Показатель коэффициента текущей ликвидности не входит в предел нормы, это говорит о вероятных трудностях организации в погашении своих текущих обязательств.

Для предприятий с неудовлетворительными коэффициентами ликвидности и обеспеченности собственными средствами рассчитывают коэффициент восстановления платежеспособности, утвержденный указанным выше Распоряжением N 31-р от 12.08.1994.

Коэффициент восстановления платежеспособности – это финансовый коэффициент, показывающий возможность восстановления нормальной текущей ликвидности предприятия в течение 6 месяцев после отчетной даты[3].

4. Коэффициент восстановления платежеспособности[3]:

$$(K1ф + 6/Т (K1ф - K1н)) / 2 \quad (15)$$

$$K_{\text{вост.пл}} = (1,02 + 6/12(1,02 - 0,96)) / 2 = 0,525$$

K1ф – фактическое значение (в конце отчетного периода) коэффициента текущей ликвидности;

$K1_n$ – коэффициент текущей ликвидности в начале отчетного периода;

$K1_{норм}$ – нормативное значение коэффициента текущей ликвидности,

$K1_{норм} = 2$;

b - период восстановления платежеспособности в месяцах;

T - отчетный период в месяцах.

Если значение коэффициента составило больше 1, это говорит о наличии реальной возможности у предприятия восстановить свою платежеспособность в течение следующих 6 месяцев. Если получилось 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.

Также на практике можно встретить коэффициент общей платежеспособности. Коэффициент общей платежеспособности А.Д. Шеремет предлагает рассчитывать по следующей формуле: все активы предприятия (кроме задолженности учредителей) делить на обязательства предприятия (долгосрочные и краткосрочные)[3].

5. Коэффициент общей платежеспособности предприятия[3]:

$$K_{об\ пл} = \frac{\text{Активы}}{\text{Обязательства}} \quad (16)$$

$$K_{оп(2016)} = \frac{39143718}{5616601 + 7222871} = 3,05$$

$$K_{оп(2017)} = \frac{43401167}{9483648 + 6547748} = 2,71$$

$$K_{оп(2018)} = \frac{45533930}{7974578 + 7701822} = 2,90$$

6. Чистые оборотные активы – абсолютный показатель оценки ликвидности предприятия[3].

ЧОА=Оборотные активы - Краткосрочные обязательства=стр.1200-стр.1500

$$\text{ЧОА}(2016) = 5\,931\,806 - 7\,222\,871 = -1\,291\,065$$

$$\text{ЧОА}(2017) = 6\,671\,732 - 6\,547\,748 = 123\,984$$

$$\text{ЧОА}(2018) = 7\,426\,037 - 7\,701\,822 = -275\,785$$

Нормальным показателем для ЧОА является $\text{ЧОА} > 0$, поскольку у предприятия после погашения всех обязательств должны остаться оборотные средства для продолжения осуществления текущей деятельности. За анализируемый период условие $\text{ЧОА} > 0$ не выполняется, что говорит о нехватке оборотных средств.

2.2.4 Оценка деловой активности предприятия

С помощью оценки деловой активности анализируются результаты текущей производственной деятельности организации, что непосредственно отражается на финансовом состоянии.

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

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

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

Относительные показатели деловой активности характеризуют уровень эффективности использования ресурсов (материальных, трудовых и финансовых).

Используемая система показателей деловой активности базируется на данных бухгалтерской (финансовой) отчетности предприятий. Это обстоятельство

позволяет по данным расчета показателей контролировать изменения в финансовом состоянии предприятия.

Анализ деловой активности заключается в исследовании уровня и динамики разнообразных финансовых коэффициентов – показателей оборачиваемости (измеряется в количестве оборотов или в разгах).

Рассмотрим формулы расчета наиболее распространенных коэффициентов оборачиваемости (деловой активности)[3]:

1. Оборачиваемость совокупного капитала.

Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала ($K_{оск}$) отражает скорость оборота всего капитала предприятия (количество оборотов за период)[3]:

$$K_{оск} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая величина активов} \quad (18)$$

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

$$K_{оск}(2016) = 27\ 161\ 947 / 0,5 * (37\ 335\ 052 + 39\ 143\ 718) = 0,71$$

$$K_{оск}(2017) = 32\ 883\ 956 / 0,5 * (39\ 143\ 718 + 43\ 401\ 167) = 0,80$$

$$K_{оск}(2018) = 42\ 984\ 638 / 0,5 * (43\ 401\ 167 + 45\ 533\ 930) = 0,97$$

2. Оборачиваемость текущих активов (оборотных активов).

Коэффициент оборачиваемости оборотных активов ($K_{оа}$) характеризует скорость оборота всех мобильных средств предприятия[3]:

$$K_{оа} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость оборотных активов} \quad (19)$$

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

$$K_{оа}(2016) = 27\ 161\ 947 / 0,5 * (6\ 213\ 378 + 5\ 931\ 806) = 4,47$$

$$K_{оа}(2017) = 32\ 883\ 956 / 0,5 * (5\ 931\ 806 + 6\ 671\ 732) = 5,22$$

$$K_{оа}(2018) = 42\ 984\ 638 / 0,5 * (6\ 671\ 732 + 7\ 426\ 037) = 6,10$$

3. Оборачиваемость собственного капитала.

Коэффициент оборачиваемости собственного капитала ($K_{оск}$) показывает скорость оборота собственного капитала или активность средств, которыми рискуют акционеры[3]:

$$K_{оск} = \text{Выручка} / \text{Средняя величина собственного капитала} \quad (20)$$

Коск = стр. 2110 №2 / 0,5 * (стр. 1300нг + стр.1300кг) ф. №1

Коск(2016) = 27 161 947/0,5*(23 779 414+26 304 246)=1,08

Коск(2017) = 32 883 956/0,5*(26 304 246+27 369 771)=1,23

Коск(2018) = 42 984 638/0,5*(27 369 771+29 857 530)=1,50

4. Оборачиваемость материальных запасов (запасов и затрат).

Коэффициент оборачиваемости запасов и затрат (Комз) отражает число оборотов запасов предприятия за анализируемый период[3]:

$$\text{Комз} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость запасов} \quad (21)$$

Комз = стр. 2110 №2 / 0,5 * ((стр. 1210 + стр. 1220)нг + (стр. 1210 + стр. 1220)кг) ф. №1

Комз(2016) = 27 161 947/0,5*((409 370+77 548)+(531 013+829))=53,32

Комз(2017) = 32 883 956/0,5*((531 013+829)+(877 935+25 991))=45,81

Комз(2018)=42984638/0,5*((877935+25991)+(1076931+26120))=42,84

Средний срок оборота материальных оборотных средств (в днях)[3]:

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

Помз(2016) = 365 / 53,32 = 6,85

Помз(2017) = 365 / 45,81 = 7,97

Помз(2018) = 365 / 42,84 = 8,52

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[3]:

Кодз = Выручка / Среднегодовая величина дебиторской задолженности

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

Кодз(2016) = 27 161 947/0,5*(5 725 556+5 399 003)=4,88

Кодз(2017) = 32 883 956/0,5*(5 399 003+5 766 140)= 5,89

Кодз(2018) = 42 984 638/0,5*(5 766 140+6 322 094)=7,11

Период оборота дебиторской задолженности (в днях) характеризует средний срок погашения дебиторской задолженности и рассчитывается как[3]:

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

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

$$\text{Пдз}(2017) = 365 / 5,89=62,0$$

$$\text{Пдз}(2018) = 365 / 7,11=51,3$$

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[3]:

Кокз = Выручка / Среднегодовая величина кредиторской задолженности

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

$$\text{Кокз}(2017) = 27\ 161\ 947 / 0,5 * (4\ 351\ 020 + 4\ 009\ 074) = 6,50$$

$$\text{Кокз}(2017) = 32\ 883\ 956 / 0,5 * (4\ 009\ 074 + 5\ 539\ 748) = 6,89$$

$$\text{Кокз}(2018) = 42\ 984\ 638 / 0,5 * (5\ 539\ 748 + 6\ 611\ 335) = 7,08$$

Период оборота кредиторской задолженности (в днях). Данный показатель отражает средний срок возврата долгов предприятия (за исключением обязательств перед банками и по прочим займам)[3]:

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

$$\text{Пкз}(2016) = 365 / 6,50=56,15$$

$$\text{Пкз}(2017) = 365 / 6,89=52,98$$

$$\text{Пкз}(2018) = 365 / 7,08= 51,55$$

7. Оборачиваемость денежных средств.

Коэффициент оборачиваемости денежных средств (Кодс) указывает на характер использования денежных средств на предприятии[3]:

Кодс = Выручка / Средняя сумма денежных средств

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

$$\text{Кодс}(2016) = 27\ 161\ 947 / 0,5 * (866 + 951) = 29\ 897,58$$

$$\text{Кодс}(2017) = 32\ 883\ 956 / 0,5 * (951 + 869) = 36\ 136,22$$

$$\text{Кодс}(2018) = 42\ 984\ 638 / 0,5 * (869 + 573) = 59\ 618,08$$

8. Фондоотдача основных средств.

Фондоотдача отражает эффективность использования основных средств предприятия и рассчитывается по формуле[3]:

Фондоотдача = Выручка / Среднегодовая стоимость основных средств

$$\text{Фо} = \text{стр. 2110 №2} / 0,5 * (\text{стр. 1150нг} + \text{стр.1150кг}) \text{ ф. №1} \quad (28)$$

$$\text{Фо}(2016) = 27\ 161\ 947 / 0,5 * (27\ 966\ 581 + 30\ 230\ 562) = 0,93$$

$$\text{Фо}(2017) = 32\ 883\ 956 / 0,5 * (30\ 230\ 562 + 33\ 489\ 157) = 1,03$$

$$\text{Фо}(2018) = 42\ 984\ 638 / 0,5 * (33\ 489\ 157 + 34\ 755\ 355) = 1,23$$

Таблица 2.10 – Коэффициенты оборачиваемости (деловой активности)

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год
Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала	0,71	0,80	0,97
Коэффициент оборачиваемости оборотных активов	4,47	5,22	6,10
Коэффициент оборачиваемости собственного капитала	1,08	1,23	1,50
Коэффициент оборачиваемости запасов и затрат	53,32	45,81	42,84
Средний срок оборота материальных оборотных средств	6,85	7,97	8,52
Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	4,88	5,89	7,11
Период оборота дебиторской задолженности	74,8	62,0	51,3
Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности	6,50	6,89	7,08
Период оборота кредиторской задолженности	56,15	52,98	51,55
Коэффициент оборачиваемости денежных средств	29897,58	36136,22	59618,08
Фондоотдача основных средств	0,93	1,03	1,23

Данные таблицы 2.10 показывают, что коэффициент оборачиваемости совокупного капитала увеличился в течение периода с 2016 по 2018 год с 0,71 до

0,97, но в общем значение коэффициента низкое, что свидетельствует о том, что собственный капитал предприятия недостаточно эффективно используется.

Коэффициент оборачиваемости оборотных активов, увеличился с 2016 по 2018 год с 4,47 до 6,10 можно сделать вывод, что увеличилась эффективность деятельности предприятия, это связано в большей степени с тем, что возросла выручка. Чем выше значение этого коэффициента, тем быстрее оборачивается капитал, и тем больше прибыли приносит каждый рубль актива организации.

Коэффициент оборачиваемости собственного капитала увеличивается с каждым годом, это значит, что предприятие достаточно эффективно использует капитал.

Коэффициент оборачиваемости материальных запасов (запасов и затрат) снижается с каждым годом, говорит о том, что накапливаются избытки запасов на складах предприятия.

Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности увеличивается с каждым годом, может говорить о том, что компания увеличила долю неплатежеспособных покупателей.

Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности увеличивается с каждым годом, говорит о том, что предприятие зависит от внешних источников. Для кредиторов предпочтителен более высокий коэффициент оборачиваемости, в то время как самой организации выгодней низкий коэффициент, позволяющий иметь остаток неоплаченной кредиторской задолженности в качестве бесплатного источника финансирования своей текущей деятельности.

Коэффициент оборачиваемости денежных средств с 2016 по 2018 год увеличился на 29720,5, это говорит о том, что финансовые средства совершают больше оборотов.

Фондоотдача основных средств увеличивается с каждым годом, что свидетельствует о повышении интенсивности (эффективности) использования оборудования.

2.2.5 Анализ 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[5].

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[3]:

$$R = \Pi / V \times 100\%,$$

где R – рентабельность;

Π – прибыль предприятия;

V – показатель, по отношению к которому рассчитывается рентабельность.

Таблица 2.11 – Коэффициенты рентабельности

Показатель	Формула расчета	
Рентабельность собственного капитала	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Средняя стоимость собственного капитала}}$	$\frac{\text{стр 2400 №2}}{1/2(\text{стр1300н.г.} + \text{стр1300к.г.})}$
Рентабельность внеоборотных активов	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Средняя стоимость внеоборотных активов}}$	$\frac{\text{стр 2400 №2}}{1/2(\text{стр1100н.г.} + \text{стр1100к.г.})}$
Рентабельность оборотных активов	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Среднее значение оборотных активов}}$	$\frac{\text{стр 2400 №2}}{1/2(\text{стр1200н.г.} + \text{стр1200к.г.})}$
Рентабельность активов	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Среднее значение за период всех активов}}$	$\frac{\text{стр 2400 №2}}{1/2(\text{стр1600н.г.} + \text{стр1600к.г.})}$
Рентабельность основной деятельности (производства)	$\frac{\text{Прибыль от продаж}}{\text{Издержки}}$	$\frac{\text{стр 2200 №2}}{(\text{стр2120} + \text{стр2210} + \text{стр2220}) \text{ №2}}$
Рентабельность продаж (по чистой прибыли)	$\frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Выручка от продаж}}$	$\frac{\text{стр 2400 №2}}{\text{стр2110 №2}}$
Рентабельность продаж (по прибыли от продаж)	$\frac{\text{Прибыль от продаж}}{\text{Выручка от продаж}}$	$\frac{\text{стр 2200 №2}}{\text{стр2110 №2}}$

Рассчитаем коэффициенты рентабельности[3]:

1. Рентабельность собственного капитала - показывает величину прибыли, которую получит предприятие на единицу стоимости собственного капитала [3]:

$$R_{ск} = \text{Чистая прибыль} / \text{Средняя стоимость собственного капитала} \quad (29)$$

$$R_{ск} (2016) = 2\,524\,832 / 0,5 * (23\,779\,414 + 26\,304\,246) = 0,1$$

$$R_{ск} (2017) = 1\,065\,525 / 0,5 * (26\,304\,246 + 27\,369\,771) = 0,04$$

$$R_{ск} (2018) = 2\,488\,724 / 0,5 * (27\,369\,771 + 29\,857\,530) = 0,09$$

2. Рентабельность внеоборотных активов - показывает размер прибыли, приходящейся на единицу стоимости основных производственных средств предприятия [3]:

$$R_{воа} = \text{Чистая прибыль} / \text{Средняя стоимость внеоборотных активов} \quad (30)$$

$$R_{воа} (2016) = 2\,524\,832 / 0,5 * (31\,121\,674 + 33\,211\,912) = 0,08$$

$$R_{воа} (2017) = 1\,065\,525 / 0,5 * (33\,211\,912 + 36\,729\,435) = 0,03$$

$$R_{воа} (2018) = 2\,488\,724 / 0,5 * (36\,211\,912 + 38\,107\,893) = 0,07$$

3. Рентабельность оборотных активов - показывает сколько прибыли приходится на один рубль, вложенный в оборотные активы [3]:

$$Roa = \text{Чистая прибыль} / \text{Среднее значение оборотных активов} \quad (31)$$

$$Roa (2016) = 2\,524\,832 / 0,5 * (6\,213\,378 + 5\,931\,806) = 0,42$$

$$Roa (2017) = 1\,065\,525 / 0,5 * (5\,931\,806 + 6\,671\,732) = 0,17$$

$$Roa (2018) = 2\,488\,724 / 0,5 * (6\,671\,732 + 7\,426\,037) = 0,35$$

4. Рентабельность активов - это обобщенный показатель рентабельности, отражающий величину прибыли на единицу стоимости капитала [3]:

$$Ra_{\text{акт}} = \text{Чистая прибыль} / \text{Среднее значение за период всех активов} \quad (32)$$

$$Ra_{\text{акт}} (2016) = 2\,524\,832 / 0,5 * (37\,335\,052 + 39\,143\,718) = 0,07$$

$$Ra_{\text{акт}} (2017) = 1\,065\,525 / 0,5 * (39\,143\,718 + 43\,401\,167) = 0,03$$

$$Ra_{\text{акт}} (2018) = 2\,488\,724 / 0,5 * (43\,401\,167 + 45\,533\,930) = 0,06$$

5. Рентабельность основной деятельности - это способность организации управлять финансами (покрывать расходность доходностью), а также их накопление [3]:

$$Rosn.\text{деят} = \text{Прибыль от продаж} / \text{Издержки} \quad (33)$$

$$Rosn.\text{деят} (2016) = 3\,879\,366 / (21\,456\,126 + 115\,771 + 1\,694\,702) = 0,17$$

$$Rosn.\text{деят} (2017) = 1\,698\,955 / (29\,560\,753 + 113\,023 + 1\,457\,870) = 0,05$$

$$Rosn.\text{деят} (2018) = 3\,541\,044 / (37\,731\,512 + 92\,321 + 1\,530\,155) = 0,09$$

6. Рентабельность продаж (по чистой прибыли) - показатель финансовой результативности деятельности организации, показывающий какую часть выручки организации составляет прибыль [3]:

$$R_{\text{п по ЧП}} = \text{Чистая прибыль} / \text{выручка от продаж} \quad (34)$$

$$R_{\text{п по ЧП}} (2016) = 2\,524\,832 / 27\,161\,947 = 0,09$$

$$R_{\text{п по ЧП}} (2017) = 1\,065\,525 / 32\,883\,956 = 0,03$$

$$R_{\text{п по ЧП}} (2018) = 2\,488\,724 / 42\,984\,638 = 0,06$$

7. Рентабельность продаж (по прибыли от продаж) - показывает, какую сумму прибыли получает предприятие с каждого рубля проданной продукции [3]:

$$R_{\text{п по приб.от продаж}} = \text{Прибыль от выручки} / \text{Выручка от продаж} \quad (35)$$

R_p по приб.от продаж (2016) = $3\ 879\ 366/27\ 161\ 947=0,14$

R_p по приб.от продаж (2017) = $1\ 698\ 955/32\ 883\ 956 =0,05$

R_p по приб.от продаж (2018) = $3\ 541\ 044/42\ 984\ 638=0,08$

Таблица 2.12– Оценка рентабельности ПАО «Варьеганнефтегаз»

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год
1. Рентабельность собственного капитала	0,1	0,04	0,09
2. Рентабельность внеоборотных активов	0,08	0,03	0,07
3. Рентабельность оборотных активов	0,42	0,17	0,35
4. Рентабельность активов	0,07	0,03	0,06
5. Рентабельность основной деятельности (производства)	0,17	0,05	0,09
6. Рентабельность продаж (по чистой прибыли)	0,09	0,05	0,06
7. Рентабельность продаж (по прибыли от продаж)	0,14	0,05	0,08

Из таблицы видно, что к 2018 году произошло увеличение рентабельности собственного капитала. Это говорит о том, что новые инвестиции в предприятие обеспечивают большую прибыль на собственный капитал, чем предыдущие инвестиции.

Рентабельность внеоборотных и оборотных активов увеличилось, что свидетельствует о увеличении эффективности их использования.

Рентабельность внеоборотных активов за 2018 год увеличилось за отчетный год на 4%, что свидетельствует о том, что предприятие может обеспечить достаточным объемом прибыли по отношению к основным средствам компании.

Уменьшение уровня рентабельности оборотных активов за 2017 год на 25%, может свидетельствовать о снижении уровня спроса на продукцию предприятия и о перенакоплении активов, но к 2018 году показатель увеличился на 18%, говорит о возможности предприятия в обеспечении достаточного объема прибыли по отношению к используемым оборотным средствам компании.

Уменьшение показателя рентабельности совокупных активов за отчетный 2017 год на 4 % свидетельствует о снижении спроса на товары, но к 2018 году

показатель увеличился на 3%, говорит о повышении уровня спроса на продукцию предприятия и о перенакоплении активов.

Наблюдается снижение рентабельности производства на отчетный 2017 год на 12%, говорит о том, что снижается величина прибыли которая приходится на каждый рубль себестоимости проданной продукции, но к 2018 году показатель увеличился на 4%.

Одним из основных показателей рентабельности является рентабельность продаж (прибыль от продаж). Данный показатель, как видим, уменьшился за 2017 год на 9%, такая тенденцию говорит об ухудшении финансового результата деятельности данного предприятия, но к 2018 году увеличился на 3%.

Рентабельность от продаж по чистой прибыли снизилась к 2017 году на 4%, что свидетельствует об ухудшении финансового результата деятельности данного предприятия, а именно, о снижении части выручки предприятия, но к 2018 году увеличилась на 1%.

2.3 Анализ затратности функционирования ПАО «Варьеганнефтегаз»

Любое предприятие в процессе своей деятельности совершает затраты на производство и реализацию продукции (работ, услуг), на простое и расширенное воспроизводство основных фондов и оборотных средств, на социальное развитие трудового коллектива и др.

Затраты - выраженные в денежной форме расходы предприятий, предпринимателей, частных производителей на производство, обращение, сбыт продукции[5].

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 2.13.

Таблица 2.13 – Затраты ПАО «Варьеганнефтегаз»

Затраты	2016 год (тыс.руб)	%	2017 год (тыс.руб)	%	2018 год (тыс.руб)	%	Изменение(+;)	
							В % (2017/ 2016)	В % (2018/ 2017)
Материальные затраты	2149185	9,06	2259977	7,11	1923049	4,81	-1,95	-2,30
Затраты на оплату труда	2053413	8,66	2308794	7,27	2444443	6,12	-1,39	-1,15
Соц. Выплаты	490357	2,07	544814	1,72	586033	1,47	-0,35	-0,25
Амортизация	5135766	21,66	6300995	19,84	7374683	18,45	-1,82	-1,39
Прочие затраты	13885799	58,55	20349271	64,06	27640657	69,16	5,51	5,09
Итого затрат	23714520	100	31763851	100	39968865	100	0,00	0,00
Итого расходы по обычным видам деятельности	23282581	-	31185001	-	39443594	-	0,00	0,00

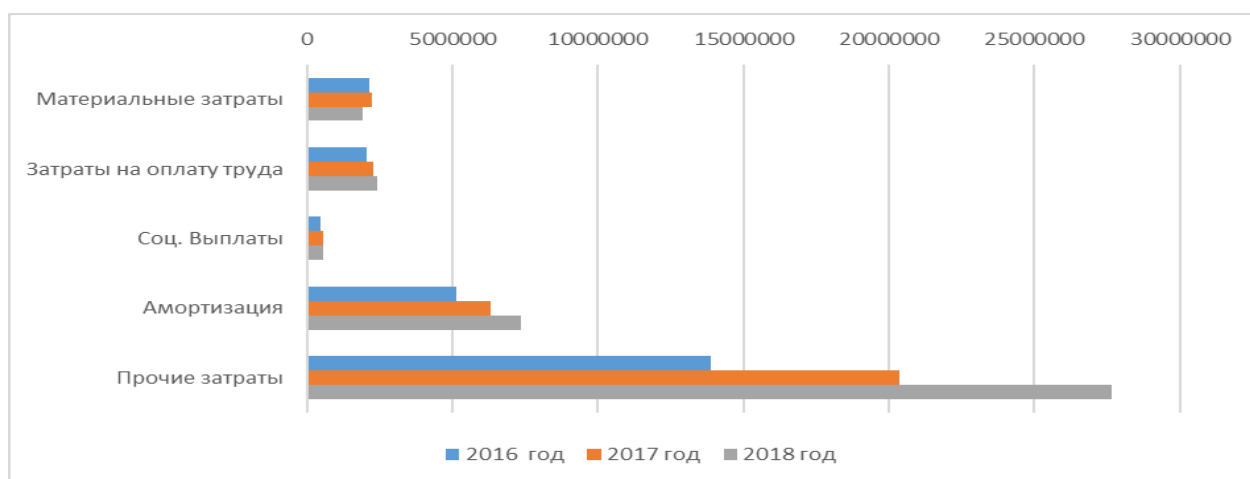


Рисунок 2.5 – Динамика затрат ПАО «Варьеганнефтегаз» за 2016-2018 гг.

Из таблицы видно, что общее количество затрат в 2017 году увеличилось на 8 049 331 тыс. руб., а в 2018 году увеличилось на 8 205 014 тыс. руб.

Основную часть затрат занимают прочие затраты, так как в них входит налог на добычу полезных ископаемых, в 2017 году увеличились на 6 463 472 тыс.руб., а в 2018 году увеличились на 7 291 386 тыс.руб.

Материальные затраты, в 2017 году снизились на 110 792 тыс.руб., в 2018 году снизились на 336 928 тыс.руб., из-за того, что выручка увеличилась с 2017-2018 на 10 100 682 тыс.руб.

Затраты на оплату труда, в 2017 году увеличилась на 255 381 тыс.руб., а в 2018 году увеличилось на 135 649 тыс.руб, следовательно и социальные выплаты в 2017 году увеличились на 54 457 тыс.руб, а в 2018 году на 41 219 тыс.руб.

Амортизация увеличилась в динамике с 2016 по 2017 года на 1 165 229 тыс.руб., с 2017 по 2018 года увеличилась на 1 073 688 тыс.руб., из-за увеличение основных средств с 2016 по 2017 на 3 258 595 тыс.руб., а с 2017 по 2018 на 1 266 198 тыс.руб.

3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В ПАО «ВНГ»

3.1 Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов

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

Выделяют следующие показатели эффективности инвестиционного проекта относительно интересов его участников [23]:

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

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

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

При определении эффективности инвестиционного проекта оценка предстоящих затрат и результатов осуществляется в пределах периода планирования, который измеряется количеством шагов расчета. Для соизмерения показателей по различным шагам периода планирования при оценке эффективности инвестиционного проекта используется приведение их к ценности в начальном шаге (дисконтирование). Технически приведение к начальному шагу затрат, результатов и эффектов, которые имеют место на t -ом шаге расчета реализации проекта, производится путем их умножения на коэффициент дисконтирования α_t , определяемый как [6]:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (36)$$

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

T - период планирования;

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

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

Чистый дисконтированный доход - это сумма текущих эффектов (разницы результатов и затрат) за весь период планирования, приведенная к начальному шагу[6]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) * \alpha_t - K, \quad (37)$$

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

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

α_t - коэффициент дисконтирования.

K - сумма дисконтированных капиталовложений, вычисляемая по формуле:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t * \alpha_t, \quad (38)$$

где K_t – капиталовложения на t -ом шаге.

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

Индекс доходности - это отношение приведенного эффекта к приведенным капиталовложениям[6]:

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} * \sum (R_t - Z_t) * \frac{1}{(1 - E)^t}, \quad (39)$$

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

Внутренняя норма доходности - это норма дисконта ($E_{\text{внд}}$), при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям, то есть $E_{\text{внд}}$ находится из уравнения[6]:

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t}{(1 + E_{\text{внд}})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{\text{внд}})^t}, \quad (40)$$

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

Срок окупаемости - это минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого ЧДД становится и в дальнейшем остается неотрицательным [15].

При осуществлении проекта выделяется три вида деятельности: инвестиционная, операционная и финансовая. В рамках каждого вида деятельности происходит приток и отток денежных средств. Разность между ними называется потоком денежных средств.

Сальдо денежных потоков - это разность между притоком и оттоком денежных средств от всех трех видов деятельности [15].

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

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

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

3.2 Цель внедрения технологии связывания слабосцементированных пород SECURE 2020

Вынос песка, как правило, связан с особенностями строения породы и условиями эксплуатации скважины, например, слабосцементированные песчаные породы, снижение давления в пласте, запуск и вывод скважины на режим, прорыв воды или увеличение обводненности скважины (содержание воды в продукции скважины). При выносе песка наблюдается повышенный износ оборудования, что приводит к увеличению эксплуатационных расходов. Снижается качество подготовки нефти, снижается способность пород пласта пропускать жидкость и газ при перепаде давления (проницаемость пласта), повышаются затраты на химреагенты. Традиционно для защиты от выноса песка применяются механические и химические методы [24].

К механическим относится установка фильтров и применение износостойких материалов для глубинно-насосного оборудования.

К химическим относится применение различных технологий на основе смол. Так же химические методы могут быть основаны на использовании реагентов в ограниченной зоне по контуру скважины, что сопряжено с риском повреждения пласта и нарушением экологии промыслов [24].

Здесь могут возникнуть такие проблемы как:

- Дополнительные затраты на приобретение защитных устройств;
- Низкая эффективность применяемых химических реагентов (ограниченная зона обработки, экологически опасная химия);
- Риск повреждения пласта.

Технология закрепления слабосцементированной породы SECURE SC2020 позволяет связывать пласт с минимальной потерей проницаемости. Она характеризуется простотой и быстротой применения – период простоя скважины при обработке не превышает 72 часа [24].

Использование этой технологии позволяет увеличить срок работы скважины, устранить вероятность внезапного прорыва песка, увеличить производительность скважины по нефти и быстро вывести ее на режим.

Технология SECURE относительно дорогостоящая, но ее применение не только окупается и дает дополнительный экономический эффект, но и позволяет существенно повысить доход от эксплуатации скважин, сократить затраты на ремонт, увеличить среднюю наработку на отказ, снизить потери нефти во время простоев.

3.3 Сущность инвестиционного мероприятия

Стратегические направления развития предприятия, связанные с увеличением дохода от эксплуатации скважины, сокращением затрат на ремонт, могут быть реализованы в рамках инвестиционного проекта по обработке скважин с применением технологии SECURE 2020.

Технология закрепления слабосцементированной породы SECURE 2020 позволяет связывать пласт с минимальной потерей проницаемости, предотвращая вынос песка, а также снизить обводненность скважины при сохранении текущего дебита.

Продукт представляет собой кремний-органическое нефтерастворимое соединение и поставляется в виде концентрата в защитной нейтральной оболочке. Перед применением растворяется в дизельном топливе или обезвоженной нефти, обычная концентрация составляет 4–8%. Молекула реагента содержит гидролизуемые остаточные группы. При соприкосновении с внутрипластовой жидкостью в результате гидролиза изменяются функциональные группы от

силана до силанола. Группы силанола образуют первичные химические связи с песчинками, что приводит к формированию гибкой вязкоупругой сетки в пределах водной фазы (рис 3.1)[24].



Рисунок 3.1 – Принцип действия технологии SECURE

При использовании данной технологии сначала закачивается товарная нефть, что уменьшает зону проникновения реагента. После этого проводится закачивание и размещение первой пачки, затем второй пачки и продавочной жидкости. Затем закачка останавливается, идет процесс полимеризации (формирование гибкой вязкоупругой сетки). При применении технологии SECURE, в отличие от близких ей технологий, риск повреждения пласта отсутствует.

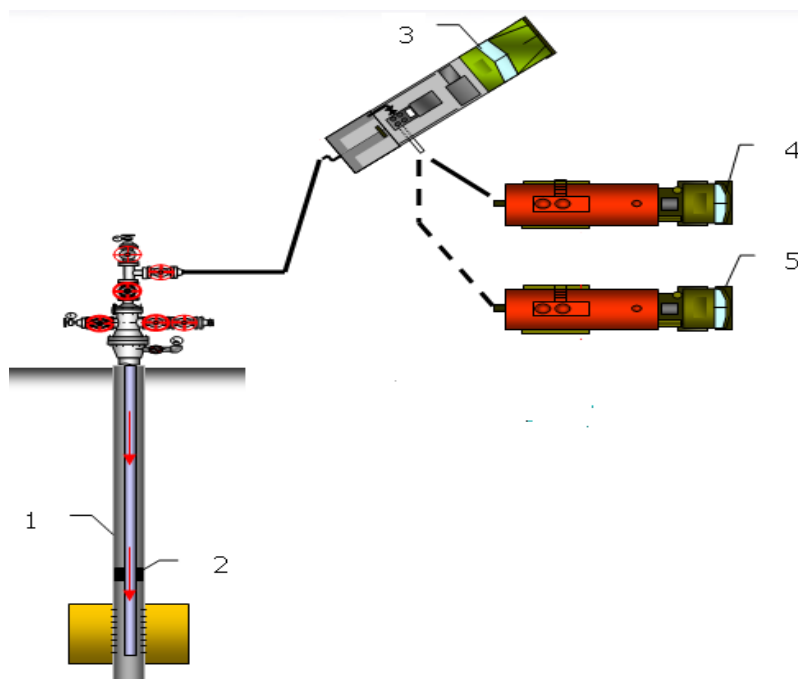


Рисунок 3.2 – Схема обработки скважины технологией SECURE SC2020

Элементы процесса:

1. Скважина
2. Пакер
3. Агрегат ЦА-320
4. Автоцистерна с реагентом SECURE
5. Автоцистерна с нефтью

Агрегат ЦА-320 (АНЦ-320, УНБ-125х32) - цементирувочный агрегат предназначен для нагнетания рабочих жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах [24].



Рисунок 3.3 - агрегата ЦА-320

Оборудование цементировочного агрегата ЦА-320 (АНЦ-320, УНБ-125х32) размещается на базе шасси автомобиля (марки КамАЗ или Урал), при этом двигатель автомобиля используется в качестве привода насоса высокого давления.

Состав цементировочного агрегата ЦА-320 (АНЦ-320, УНБ-125х32):

- монтажная база ЦА-320 (АНЦ-320, УНБ-125х32)
- насос высокого давления НЦ-320 (9Т)
- манифольд ЦА-320 (АНЦ-320, УНБ-125х32)
- водоподающий блок ЦА-320 (АНЦ-320, УНБ-125х32)

Цементировочный агрегат ЦА-320 (УНБ-125х32, АНЦ-320) оборудован устройством подогрева гидравлической части насосов высокого давления для обеспечения работы установок при низких температурах. Оборудован системой контроля температуры масла в картере насоса НЦ-320 с выводом информации на приборную панель автомобиля. Укомплектован коллектором для обеспечения одновременной работы нескольких агрегатов при цементировании скважин и переходником диаметром 50 мм для подключения к приемной линии всасывающего шланга [24].

Автоцистерна АЦ – 10 - является транспортной мерой полной вместимости и предназначена для транспортировки, кратковременного хранения нефтепродуктов и перекачка светлых и темных видов нефтепродуктов [24].



Рисунок 3.4 - Автоцистерна АЦ – 10

Принцип работы АЦ основан на заполнении ее нефтепродуктом до указателя уровня, соответствующего определенному объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта осуществляется самотеком или с помощью насоса.

АЦ представляет собой сварную цистерну с прямоугольным (чемоданообразным) поперечным сечением. Внутри цистерны установлены перегородка и волнорезы. Каждый отсек является мерой полной вместимости и оборудован заливной горловиной.

Технология применения реагента SECURE SC2020 включает в себя:

1. Закачку реагента SECURE смешанного с нефтью.
2. Продавку реагента нефтью.
3. Время на реакцию (отвердевание реагента – 72 часа) .

Преимущества технологии SECURE:

- Связывание пласта с минимальной потерей проницаемости;
- Простой процесс применения (в виде слабого раствора в дизеле или товарной (обезвоженной) нефти;
- Короткий период простоя скважины при обработке;
- Быстрый вывод скважин на режим без осложнений;
- Экологически безопасный реагент;
- Гарантированное достижения минимального уровня выноса песка;
- Увеличение срока работы скважины;
- Устранение вероятности внезапного прорыва песка;
- Secure 2020 не является стандартным химическим продуктом и не имеет аналогов в мире;
- Secure 2020 является максимально гидрофильным веществом;
- Концентрация реагента обычно составляет 4 – 8 % на весь объем обработки.

Интересно отметить, что изначально данный концентрат разрабатывался для одной из норвежских компаний исключительно с целью защиты от песка. Но после проведения различных опытно-промышленных испытаний обнаружился

дополнительный эффект – снижение обводненности скважин при сохранении текущего дебита. Такой эффект объясняется протеканием процесса полимеризации в водной среде.

Применение технологии SECURE позволяет существенно повысить доход от эксплуатации скважин с различными дебитами.

Технологию SECURE следует применять на скважинах, где вынос песка является основным фактором, ограничивающим добычу, а также на скважинах, где вынос песка не выявлен на стадии проектирования, но обнаружен при запуске скважины.

Реализации данного мероприятия предполагает осуществление капитальных вложений в сумме 7500000 рублей.

Таблица 3.1 – Перечень капитальных вложений

Наименование	Сумма, руб.
1. Обработка скважины технологией SECURE	
1.1 Автоцистерна АЦ - 10 (2 шт)	4 000 000,00
1.2 Агрегат ЦА-320	3 500 000,00
Итого:	7 500 000,00

Капиталовложения включают в себя:

- затраты на покупку автоцистерн АЦ-10 в количестве 2-х штук (цена одной автоцистерны АЦ-10 равна 2000000 рублей);
- затраты на покупку агрегата ЦА – 320 по цене 3500000 рублей;

Кроме единовременных вложений реализация данного инвестиционного проекта приведет к увеличению текущих издержек, включающих:

1) Материальные затраты будут связаны:

- с приобретением реагента SECURE SC2020: цена 1 кг реагента = 5300руб.

Для проведения данного мероприятия закупается 1200 кг реагента, значит затраты на реагент будут равны[6]:

$$Z_{\text{реагент}} = 5300 \cdot 1200 = 6360000 \text{ рублей.}$$

- с затратами на дизель: 2 автоцистерны АЦ-10 и агрегат ЦА-320 будут работать на дизельном топливе. В среднем одна машина будет расходовать 300

литров в месяц (предполагается, что заправки будут происходить 2 раза в месяц по 150 литров). Зная все данные можно рассчитать количество литров, которое используется за один год тремя машинами:

$$\text{Кол.лит.} = (300*3)*12=10\ 800 \text{ литров в год}$$

Зная, что 1 литр дизеля в городе Нижневартовск стоит 50 рублей, можно рассчитать затраты:

$$\text{Здизель} = 50*10800=540000 \text{ рублей.}$$

2) Транспортные расходы[6]:

Расходы на доставку реагента составляют 150000 рублей.

3) Затраты на оплату труда[6]:

Для проведения обработки скважины технологией SECURE, необходимо принять на работу таких работников как:

- машинист ЦА -320 - 1 чел.,
- водитель автоцистерны АЦ-10 – 2 чел.,
- оператор по химической обработке скважин – 1 чел.,
- инженерно-технологический работник – 1 чел.

Ежемесячная заработная плата машиниста ЦА - 320 с учетом северных надбавок и коэффициентов = 45000 рублей, водителя автоцистерны АЦ – 10 = 40000 рублей, оператора по химической обработке скважины = 50000 рублей, инженерно-технологического работника 70000 рублей.

Зная все данные можно рассчитать затраты на оплату труда за год:

$$\text{Зз/п} = (45000+80000+50000+70000)*12 = 2940000 \text{ рублей.}$$

4) Страховые взносы 30,2 %[6]:

$$\text{Зстрах.взносы} = 2940000/100*30,2 = 887880 \text{ рублей.}$$

5) Амортизационные отчисления[6]:

Предположительный срок проведения мероприятия составляет около 5 лет, следовательно, можно рассчитать норму амортизации[6]:

$$Н. А. = \frac{100}{5} = 20 \quad (41)$$

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из стоимости основных фондов 7500000 рублей.

Амортизационные отчисления = $7500000 * 0,2 = 1500000$ рублей.

б) Прочие затраты складываются из непредвиденных расходов и налога на добычу полезных ископаемых, и составляют 2000000 рублей[6].

Таблица 3.2 – Текущие издержки

Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	6 900 000,00
1.1 Реагент SECURE SC2020	6 360 000,00
1.2 Затраты на дизель	540 000,00
2. Транспортные расходы	150 000,00
3. Затраты на оплату труда	2 940 000,00
4. Страховые взносы (30,2)	887 880,00
5. Амортизация основных фондов	1 500 000,00
5. Прочие затраты	2 000 000,00
Итого затрат:	14 377 880,00
Текущие издержки без амортизации	12 727 880,00

Однако произведенные единовременные и текущие издержки позволят организации ПАО «Варьеганнефтегаз» получить дополнительный экономический эффект в сумме 15900000 рублей.

Таблица 3.3 – Экономический эффект

Наименование	Значение
1. Сокращение затрат на ремонт оборудования	6 400 000,00
2. Увеличение объема добычи нефти в результате наработки на отказ	9 500 000,00
3. Экономический эффект от реализации услуг, руб.	15 900 000,00

Данный экономический эффект достигается в результате сокращения затрат на ремонт оборудования и увеличения объема добычи нефти в результате наработки на отказ.

3.4 Оценка коммерческой эффективности проекта

В основу расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта положены следующие предположения [6]:

- продолжительность периода планирования принята 5 лет (5 шагов);
- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконта принята на уровне 15 % в год;
- цены, тарифы и нормы не изменяются на протяжении всего периода планирования;

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

Норма дисконтирования установлена из условий:

- ключевая ставка ЦБ РФ – 7,75 %;
- риск недополучения прибыли 7,5 %.

Сделанные предположения характеризуют оценку эффективности проекта на базе ПАО «Варьеганнефтегаз», как предварительную, требующую уточнения в дальнейшем.

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта представлены в таблицах 3.4-3.9:

Таблица 3.4 – Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Расходы на приобретение активов, всего	7 500 000,00					7 500 000,00
в том числе:						
за счет собственных средств	7 500 000,00					
за счет заемных средств.	0,00					0,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	-7 500 000,00					-7 500 000,00
2.2. Нарастающим итогом	-7 500 000,00	-7 500 000,00	-7 500 000,00	-7 500 000,00	-7 500 000,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	-7 500 000,00					-7 500 000,00
3.2. Нарастающим итогом	-7 500 000,00	-7 500 000,00	-7 500 000,00	-7 500 000,00	-7 500 000,00	

Таблица 3.5 – Поток денежных средств от операционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Экономический эффект	15 900 000,00	15 900 000,00	15 900 000,00	15 900 000,00	15 900 000,00	79 500 000,00
2. Текущие издержки	12 727 880,00	12 727 880,00	12 727 880,00	12 727 880,00	12 727 880,00	63 639 400,00
3. Амортизация основных средств	1 500 000,00	1 500 000,00	1 500 000,00	1 500 000,00	1 500 000,00	7 500 000,00
4. Прибыль	1 672 120,00	1 672 120,00	1 672 120,00	1 672 120,00	1 672 120,00	8 360 600,00
5. Налог на прибыль (20%)	334 424,00	334 424,00	334 424,00	334 424,00	334 424,00	1 672 120,00
6. Чистая прибыль	1 337 696,00	1 337 696,00	1 337 696,00	1 337 696,00	1 337 696,00	6 688 480,00
7. Поток реальных средств						
7.1. По шагам	2 837 696,00	2 837 696,00	2 837 696,00	2 837 696,00	2 837 696,00	14 188 480,00
7.2. Нарастающим итогом	2 837 696,00	5 675 392,00	8 513 088,00	11 350 784,00	14 188 480,00	
8. Поток дисконтированных средств						
8.1. По шагам	2 837 696,00	2 467 561,74	2 145 705,86	1 865 831,18	1 622 461,90	10 939 256,68
8.2. Нарастающим итогом	2 837 696,00	5 305 257,74	7 450 963,60	9 316 794,78	10 939 256,68	

Таблица 3.6 – Поток денежных средств от финансовой деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Собственный капитал.	7 500 000,00					7 500 000,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	7 500 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7 500 000,00
2.2. Нарастающим итогом.	7 500 000,00	7 500 000,00	7 500 000,00	7 500 000,00	7 500 000,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	7 500 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7 500 000,00
3.2. Нарастающим итогом.	7 500 000,00	7 500 000,00	7 500 000,00	7 500 000,00	7 500 000,00	

78

Таблица 3.7 – Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Поток реальных средств (ЧРД)						
1.1. По шагам	-4 662 304,00	2 837 696,00	2 837 696,00	2 837 696,00	2 837 696,00	6 688 480,00
1.2. Нарастающим итогом.	-4 662 304,00	-1 824 608,00	1 013 088,00	3 850 784,00	6 688 480,00	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)						
2.1. По шагам	-4 662 304,00	2 467 561,74	2 145 705,86	1 865 831,18	1 622 461,90	3 439 256,68
2.2. Нарастающим итогом.	-4 662 304,00	-2 194 742,26	-49 036,40	1 816 794,78	3 439 256,68	

Таблица 3.8 – Сальдо денежных потоков

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
1. Поток реальных средств						
1.1. По шагам	2 837 696,00	2 837 696,00	2 837 696,00	2 837 696,00	2 837 696,00	14 188 480,00
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	2 837 696,00	5 675 392,00	8 513 088,00	11 350 784,00	14 188 480,00	

Таблица 3.9 – Период окупаемости

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	
0	-4 662 304,00	2 837 696,00	2 837 696,00	2 837 696,00	2 837 696,00	6 688 480,00
0,1	-4 662 304,00	2 579 723,64	2 345 203,31	2 132 003,01	1 938 184,55	4 332 810,50
0,2	-4 662 304,00	2 364 746,67	1 970 622,22	1 642 185,19	1 368 487,65	2 683 737,73
0,3	-4 662 304,00	2 182 843,08	1 679 110,06	1 291 623,12	993 556,25	1 484 828,51
0,4	-4 662 304,00	2 026 925,71	1 447 804,08	1 034 145,77	738 675,55	585 247,12
0,5	-4 662 304,00	1 891 797,33	1 261 198,22	840 798,81	560 532,54	-107 977,09
0,6	-4 662 304,00	1 773 560,00	1 108 475,00	692 796,88	432 998,05	-654 474,08
0,7	-4 662 304,00	1 669 232,94	981 901,73	577 589,25	339 758,38	-1 093 821,69
0,8	-4 662 304,00	1 576 497,78	875 832,10	486 573,39	270 318,55	-1 453 082,19
0,9	-4 662 304,00	1 493 524,21	786 065,37	413 718,62	217 746,64	-1 751 249,16
1	-4 662 304,00	1 418 848,00	709 424,00	354 712,00	177 356,00	-2 001 964,00
0,4800	-4 662 304,00	1 917 362,16	1 295 514,97	875 347,96	591 451,32	17 372,41

За период планирования, жизненный цикл (5 лет), инвестиционный проект потребует 7500000 руб. капитальных вложений и принесет 6688480 руб. чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 14188480 руб., чистый дисконтированный доход –10939256,68 руб.

Индекс доходности исчисленный по реальным потокам равен 1,9 (14188480/7500000), а исчисленный по дисконтированным потокам – 1,5 (10939256,68/7500000).

Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 48% в год (рисунок 3.5).

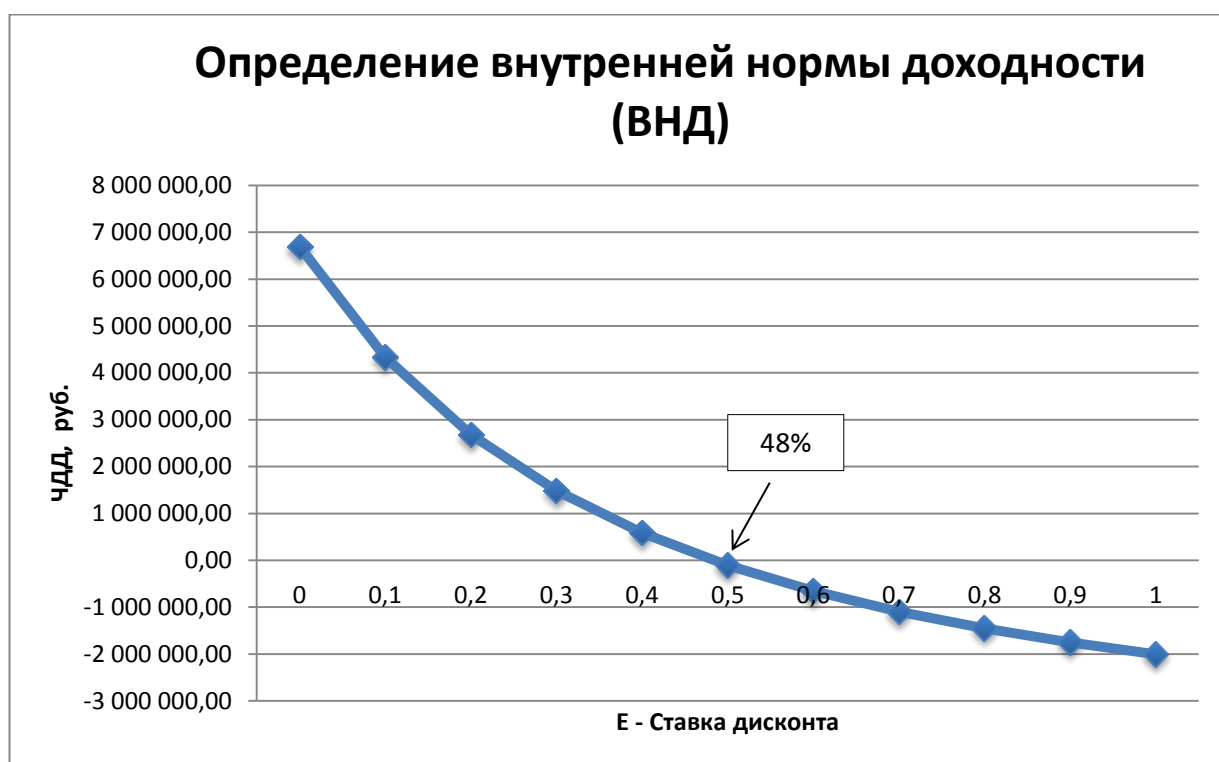


Рисунок 3.5 – Внутренняя норма доходности

Дисконтированный срок окупаемости определяется по следующей формуле[6]:

$$Co = t - \frac{ЧДД}{ЧДД_+ - ЧДД_-}, \text{ где} \quad (42)$$

t - последний период реализации проекта, при котором разность накопленного дохода и затрат принимает отрицательное значение;

ЧДД₋ последнее отрицательное значение ЧДД;

ЧДД₊-первое положительное значение ЧДД.

$$Co = 2 - \frac{-49036,40}{1816794,78 - (-49036,40)} = 2,03$$

Срок окупаемости проекта, исчисленный по дисконтированным потокам составляет 2,03 года.

Наглядно о формировании показателей эффективности проекта можно судить по рисунку 3.6

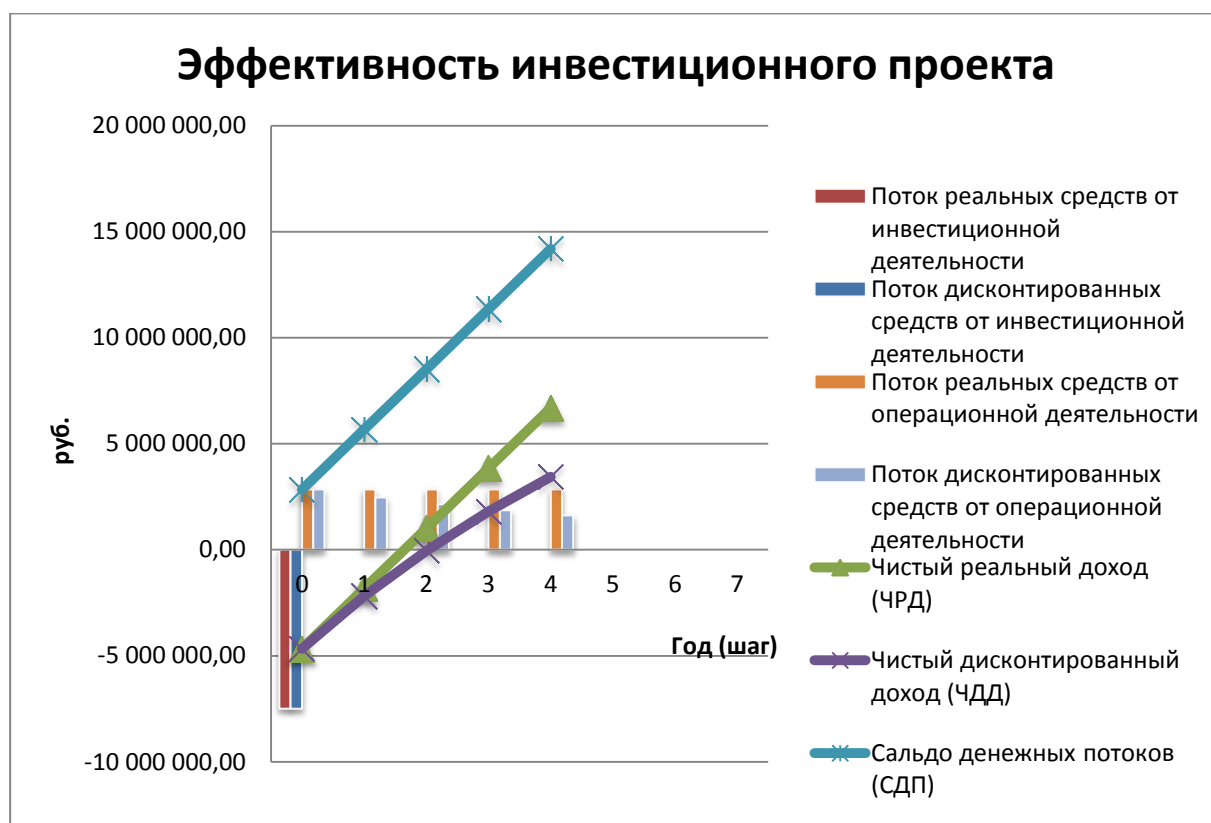


Рисунок 3.6 - Эффективность инвестиционного проекта

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

Внутренняя норма доходности и срок окупаемости устраивает предприятие как инвестора.

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

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

3.5 Анализ чувствительности проекта к риску

Поскольку проекты в нефтегазовой сфере имеют определённую степень риска, которая связана с природными и рыночными факторами, следовательно, необходимо провести анализ чувствительности к риску от проведения мероприятий. Надежность проекта при общей нестабильности характеризуется чувствительностью основных экономических критериев к изменению различных критериев.

Оценка риска – это важнейшая составляющая общей системы управления риском, представляющая собой процесс определения количественным или качественным способом величины и степени риска [22].

Модели оценки капитальных активов предполагают то, что инвесторы не желая рисковать, выбирают из двух активов, приносящих равный доход, тот, риск которого меньше. В данном случае под риском понимается вероятность получения меньших доходов (или прироста стоимости актива), чем ожидается инвестором.

Чтобы определить степень чувствительности проекта к риску, необходимо построить диаграмму «чувствительность проекта к риску». Для построения данной диаграммы вычисляем вариации значений NPV при изменении данных параметров[22].

Для определения эффективности проекта определяют его чистый дисконтированный доход ЧДД (NPV), по следующей формуле[6]:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I \quad (43)$$

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 обстоятельства, выходящих за рамки критерия.

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

Для их расчета мы определим следующие промежутки:

- Экономический эффект (-15%; +15%);

- Текущие издержки (-10%; +10%);

- Налоги (-5%; +5%).

Для построения диаграммы «Чувствительность проекта к риску» вычисляем вариации значений $ЧДД$ при изменении данных параметров.

Рассчитанные данные занесем в таблицу 3.10. 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 3.10 - Значение $ЧДД$ при варьируемых показателях

В руб.

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	3583957,96			10 939 256,68			18294555,40
Текущие издержки		1486451,84		10 939 256,68		7014000,52	
Налоги			1125155,6	10 939 256,68	10616957,36		

Исходя из вычислений значений $ЧДД$ при варьируемых показателях, показанных в таблице 3.10, была построена диаграмма чувствительности проекта

к риску для предлагаемого мероприятия, представленная на рисунке 3.7. Данная диаграмма показывает эффективность инвестиционного проекта.

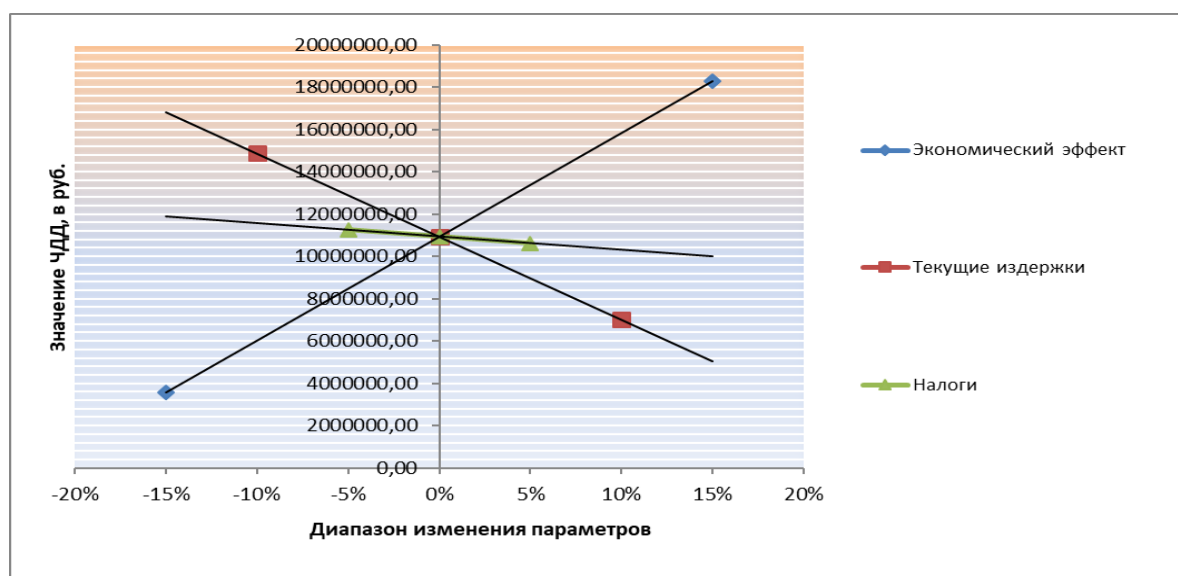


Рисунок 3.7 – Диаграмма чувствительности проекта к риску

Рассчитав изменение ЧДД при вариации факторов по данной диаграмме, можно увидеть, что предлагаемое мероприятие имеет незначительный уровень предпринимательского риска об этом свидетельствует тот факт, что график находится в положительной области построения, что говорит об экономической целесообразности проведения мероприятия.

Из всех, выше представленных расчетов, графиков и таблиц, можно с уверенностью сказать, что данный инвестиционный проект будет эффективен, так как принесет предприятию увеличение прибыли и сокращение издержек.

3.6 Цель внедрения забойной телеметрической системы с беспроводным электромагнитным каналом связи ЗТС-42 ЭМ-М

Забойная телеметрическая система с беспроводным электромагнитным каналом связи ЗТС-42 ЭМ-М от компании ВНИИГИС, ПАО НПЦ, Октябрьском (Россия)[25].

ПАО НПП «ВНИИГИС» является одним из ведущих в России научно-производственных предприятий, создающим специальные и уникальные методы и технологии для геофизических исследований нефтегазовых, рудных и угольных скважин. К тому же, ПАО НПП ВНИИГИС является старейшей геофизической организацией, со своей историей, общей системой ценностей и давними традициями промышленных инноваций [25].

ВНИИГИС выполняет работы по прямым договорам с нефтяными компаниями и их структурами, горнодобывающими, геофизическими и другими предприятиями России и стран СНГ, зарубежными компаниями и фирмами.

Основными заказчиками ВНИИГИС являются предприятия многих регионов Российской Федерации: Башкортостана, Татарстана, Западной и Восточной Сибири, Урала, Архангельской области, Дальнего Востока, а также предприятия Китая, Ирана, Королевства Саудовской Аравии, Объединенных Арабских Эмират, Казахстана, Украины, Белоруссии и других стран дальнего и ближнего зарубежья [25].

Телеметрическая система с комбинированным каналом связи получила широкое распространение сравнительно недавно и принцип ее работы известен далеко не каждому.

Комбинированным канал связи данной телесистемы назван потому, что сочетает передачу данных последовательно двумя способами – сначала от забоя по кабелю и далее на поверхность по породе с помощью электромагнитных волн. Схематично компоновка бурильной колонны с телесистемой показана на рисунке ниже.

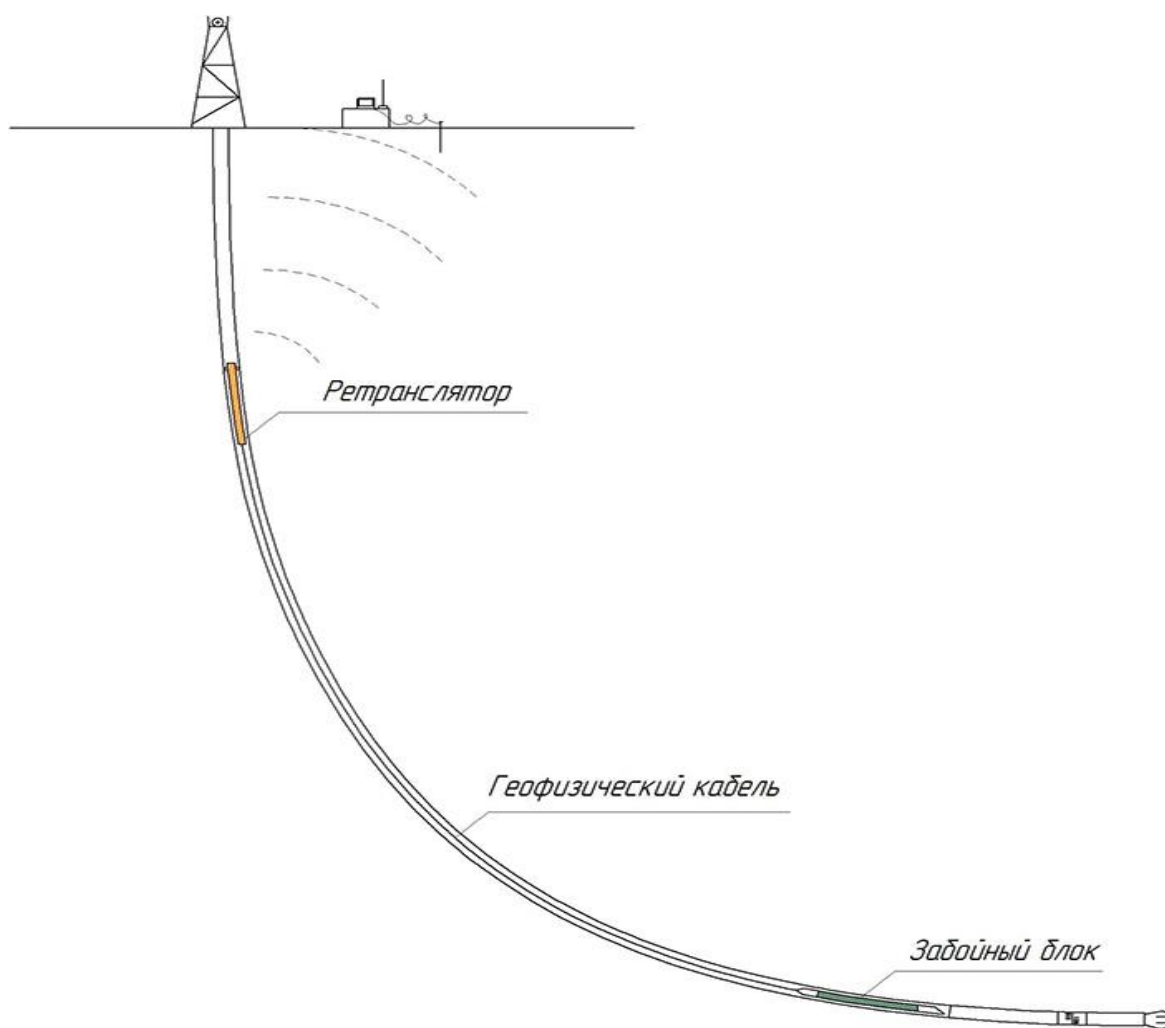


Рисунок 3.8 - Компоновка бурильной колонны с телесистемой

Забойный блок имеет в своем составе датчики инклинометрии, вибрации и ГК. Дополнительно могут устанавливаться модули нейтронного каротажа и резистивиметрии, а также наддолотный модуль. Данные от забойного блока передаются по кабелю до ретранслятора, который устанавливается обычно на небольшой глубине. С ретранслятора данные отправляются на поверхность с помощью электромагнитного канала связи. Ретранслятор при этом может находиться как в открытом стволе, так и в обсадной колонне[25].

Таким образом, от забоя до устья данные, зафиксированные датчиками телесистемы, идут последовательно по двум разным каналам – сначала по кабельному, затем по электромагнитному.

У данного вида канала связи есть ряд преимуществ.

Во-первых – это увеличенная по сравнению с чисто электромагнитным каналом глубинность. Длина кабельной секции обычно берется по максимуму с учетом некоторых ограничений.

Во-вторых – извлекаемость, причем не просто теоретическая, а многократно проверенная на скважинах. Это особенно важно при работе с источниками ионизирующего излучения.

Третье преимущество – независимость от циркуляции и свойств бурового раствора за счет использования питания от батарей.

Четвертое преимущество – независимость от электрических свойств горных пород, к которым весьма чувствительны телесистемы с электромагнитным каналом связи.

Спуск бурильной колонны при использовании данной телесистемы начинается со сборки КНБК (компоновки низа бурильной колонны), навинчивания немагнитных утяжеленных труб и ориентационного переводника, в который впоследствии спустится на кабеле забойный блок. Далее производится спуск бурильного инструмента до определенной глубины, на которой устанавливается ретранслятор [25].

С помощью геофизического подъемника, входящего в состав оборудования наших телеметрических партий, производится спуск забойного блока на кабеле. Продолжительность данной операции зависит от глубины спуска и находится обычно в пределах 0,5-2,5 ч [25].

После посадки забойного блока в ориентационный переводник кабель отрубается, на его конце монтируется соединитель, который подключается к ретранслятору.

Ретранслятор навинчивается на бурильную колонну, и спуск инструмента производится далее до забоя.

Наличие кабеля никак не ограничивает действия бурильщика, компоновку с телесистемой можно вращать до 40 об/мин при соблюдении ограничений, наложенных на забойный двигатель его производителем.

Особенности и преимущества ЗТС-42 ЭМ-М [25]:

- позволяет управлять траекторией бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с радиусом кривизны до 12-15 м;
- может использоваться для бурения скважин большого и малого диаметров, а также для зарезки боковых стволов;
- обладает возможностью измерения в статике;
- не предъявляет никаких требований к буровому раствору в модификации с гальваническими элементами питания;
- может работать при бурении на депрессии с глубокой аэрацией, а также с продувкой воздухом;
- обеспечивает возможность проведения исследований пластов методом ГК;
- может работать в комплексе с модулем индукционного каротажа (ИК), в дальнейшем - с модулем бокового каротажа (БК);
- может работать в комплексе с наддолотным модулем НДМ, измеряющим зенитный угол, осевую нагрузку на долото, число оборотов долота, пространственно ориентированное гамма-излучение пород, гидравлическое давление;
- программное обеспечение телесистемы позволяет передавать данные по каналу информационной системы «Удалённый мониторинг бурения».

3.7 Сущность инвестиционного мероприятия

Термин «инвестиция» входит в число наиболее часто используемых понятий в экономике. Это понятие происходит от латинского *investio* - «одеваю» и подразумевает долгосрочное вложение капитала в экономику внутри страны и за границей или вложение капитала во всех его формах в различные объекты (инструменты) с целью получения дохода и (или) достижения иного полезного эффекта[23].

Средства, предназначенные для инвестирования, в основном выступают в форме денежных средств. Инвестиции могут также осуществляться в натурально-вещественной форме (машины, оборудование, технологии, пай, акции, лицензии, любое другое имущество и имущественные права, интеллектуальные ценности) и в смешанной форме.

Стратегические направления развития предприятия ПАО «ВНГ», связанные с расширением нефтегазодобывающей деятельностью и интенсивным освоением новых технологий, которые могут быть реализованы в рамках инвестиционного проекта по внедрению забойной телеметрической системы с беспроводным электромагнитным каналом связи ЗТС-42 ЭМ-М на территории предприятия.

Сущность инвестиционной идеи состоит в оборудовании, которое работает намного эффективнее и предназначена для контроля и оперативного управления траекторией наклонно-направленных, горизонтальных скважин и боковых стволов в процессе бурения гидравлическими забойными двигателями.

Инвестиционный проект — это осуществление вложений способствующих воплощению в жизнь инвестиционной идеи. Такие инвестиции должны быть экономически обоснованными и целесообразными, иметь определенный срок и заранее установленные объёмы [23].

Инвестиционный проект считается эффективным, если он увеличивает валовой внутренний продукт общества. Прирост валового внутреннего продукта делится между участниками инвестиционного проекта и поэтому эффективность разделяют на несколько видов.

Общественная эффективность учитывает социально-экономические последствия для общества осуществления инвестиционного проекта, в том числе экологические, социальные, политические и иные внеэкономические эффекты.

Коммерческая эффективность имеет форму финансовых результатов, к которым приводят новые технические, технологические и организационные решения для участника, реализующего инвестиционный проект.

Инвестиционные издержки (капиталовложения в период создания и оснащения бригады) включают в себя: затраты на покупку оборудования, расходы на транспортировку, дополнительное оборудование и комплектующие (таблица 3.11).

Таблица 3.11- Капитальные вложения

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес в % к итогу
1. Оборудование		
1.1. Забойная телеметрическая система с беспроводным электромагнитным каналом связи ЗТС-42 ЭМ-М	892 000,00	58,42
2. Транспортные расходы	100 000,00	6,55
3. Дополнительное оборудование	320 000,00	20,96
3.1 Телеметрическая система SureShot	320 000,00	20,96
4. Дополнительные комплектующие (корпус, блок питания, измерительные модули, модуль передающего устройства, электрический разделитель)	215 000,00	14,08
Итого:	1 527 000,00	100,00

В таблице 3.12 представлен расчет суммы амортизационных отчислений основных фондов, которая составила 305 400 рублей в год.

Сумма амортизационных отчислений=1 527 000*0,2=305 400 рублей

В целом потребность в капитале на осуществление инвестиционного проекта составит 1 527 000 рублей.

Таблица 3.12 – Амортизационные отчисления

Наименование	Сумма
Стоимость основных фондов,руб.	1 527 000,00
Амортизация	305 400,00

Таблица 3.13 – Текущие издержки

Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	339 120,00
1.1 затраты на электроэнергию	210 000,00
2. Затраты на оплату труда	360 000,00
3. Страховые взносы (30,2)	108 720,00
4. Амортизация основных фондов	305 400,00
5. Прочие затраты	50 000,00
Итого затрат:	1 163 240,00
Текущие издержки без амортизации	857 840,00

В материальные затраты входят [6]:

- затраты на электроэнергию. Оборудование ЗТС-42 ЭМ-М работает на электроэнергии, в год уходит 210 000 рублей.

- затраты на оплату труда. Для работы с оборудованием ЗТС-42 ЭМ-М требуется 1 работник, заработную плату в месяц он получает 30 000 рублей, следовательно в год у него выходит 360 000 рублей.

- страховые взносы. Исходя из затрат на оплату труда страховые взносы составляют 30,2%, следовательно в общей сумме страховые взносы составят:

Страховые взносы= (360 000)/100*30,2=108 720 руб.

- прочие затраты включают в себя непредвиденный ремонт оборудования, покупка дополнительных частей и т.п.

Таблица 3.14 – Экономический эффект

Наименование	Значение
1. Выручка от реализации транспортных услуг в месяц	128 000,00
2. Количество месяцев	12,00
3. Экономический эффект от реализации услуг, руб.	1 536 000,00

3.8 Оценка коммерческой эффективности проекта

В основу расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта положены следующие предположения [6]:

- продолжительность периода планирования принята 5 лет (5 шагов);
- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконта принята на уровне 15 % в год;
- цены, тарифы и нормы не изменяются на протяжении всего периода планирования;

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

Норма дисконтирования установлена из условий [6]:

- ключевая ставка ЦБ РФ – 7,75 %;
- риск недополучения прибыли 7,5 %.

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

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта представлены в таблицах 3.15-3.20:

Таблица 3.15 – Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2019	2020	2021	2022	2023	
1. Расходы на приобретение активов, всего	1 527 000,00					1 527 000,00
в том числе:						
за счет собственных средств	1 527 000,00					
за счет заемных средств.	0,00					0,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	-1 527 000,00					-1 527 000,00
2.2. Нарастающим итогом	-1 527 000,00	-1 527 000,00	-1 527 000,00	-1 527 000,00	-1 527 000,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	-1 527 000,00					-1 527 000,00
3.2. Нарастающим итогом	-1 527 000,00	-1 527 000,00	-1 527 000,00	-1 527 000,00	-1 527 000,00	

Таблица 3.16 - Поток денежных средств от операционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2019	2020	2021	2022	2023	
1. Экономический эффект	1 536 000,00	1 536 000,00	1 536 000,00	1 536 000,00	1 536 000,00	7 680 000,00
2. Текущие издержки	857 840,00	857 840,00	857 840,00	857 840,00	857 840,00	4 289 200,00
3. Амортизация основных средств	305 400,00	305 400,00	305 400,00	305 400,00	305 400,00	1 527 000,00
4. Валовый доход	372 760,00	372 760,00	372 760,00	372 760,00	372 760,00	1 863 800,00
5. Налог на прибыль (20%)	74 552,00	74 552,00	74 552,00	74 552,00	74 552,00	372 760,00
6. Чистая прибыль	298 208,00	298 208,00	298 208,00	298 208,00	298 208,00	1 491 040,00
7. Поток реальных средств						
7.1. По шагам	603 608,00	603 608,00	603 608,00	603 608,00	603 608,00	3 018 040,00
7.2. Нарастающим итогом	603 608,00	1 207 216,00	1 810 824,00	2 414 432,00	3 018 040,00	
8. Поток дисконтированных средств						
8.1. По шагам	603 608,00	524 876,52	456 414,37	396 882,06	345 114,83	2 326 895,78
8.2. Нарастающим итогом	603 608,00	1 128 484,52	1 584 898,89	1 981 780,95	2 326 895,78	

Таблица 3.17 - Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2019	2020	2021	2022	2023	
1. Поток реальных средств (ЧРД)						
1.1. По шагам	-923 392,00	603 608,00	603 608,00	603 608,00	603 608,00	1 491 040,00
1.2. Нарастающим итогом.	-923 392,00	-319 784,00	283 824,00	887 432,00	1 491 040,00	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)						
2.1. По шагам	-923 392,00	524 876,52	456 414,37	396 882,06	345 114,83	799 895,78
2.2. Нарастающим итогом.	-923 392,00	-398 515,48	57 898,89	454 780,95	799 895,78	

95

Таблица 3.18- Поток денежных средств от финансовой деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2019	2020	2021	2022	2023	
1. Собственный капитал	1 527 000,00					1 527 000,00
2. Поток реальных средств						
2.1. По шагам	1 527 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 527 000,00
2.2. Нарастающим итогом.	1 527 000,00	1 527 000,00	1 527 000,00	1 527 000,00	1 527 000,00	
3. Поток дисконтированных средств						
3.1. По шагам	1 527 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 527 000,00
3.2. Нарастающим итогом.	1 527 000,00	1 527 000,00	1 527 000,00	1 527 000,00	1 527 000,00	

Таблица 3.19- Сальдо денежных потоков

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2019	2020	2021	2022	2023	
1. Поток реальных средств						
1.1. По шагам	603 608,00	603 608,00	603 608,00	603 608,00	603 608,00	3 018 040,00
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	603 608,00	1 207 216,00	1 810 824,00	2 414 432,00	3 018 040,00	

Таблица 3.20- Период окупаемости

Наименование	Шаг (год) планирования					Итого за период
	0	1	2	3	4	
	2019	2020	2021	2022	2023	
0	-923 392,00	603 608,00	603 608,00	603 608,00	603 608,00	1 491 040,00
0,1	-923 392,00	548 734,55	498 849,59	453 499,62	412 272,39	989 964,14
0,2	-923 392,00	503 006,67	419 172,22	349 310,19	291 091,82	639 188,90
0,3	-923 392,00	464 313,85	357 164,50	274 741,92	211 339,94	384 168,20
0,4	-923 392,00	431 148,57	307 963,27	219 973,76	157 124,11	192 817,71
0,5	-923 392,00	402 405,33	268 270,22	178 846,81	119 231,21	45 361,58
0,6	-923 392,00	377 255,00	235 784,38	147 365,23	92 103,27	-70 884,12
0,7	-923 392,00	355 063,53	208 860,90	122 859,35	72 270,21	-164 338,01
0,8	-923 392,00	335 337,78	186 298,77	103 499,31	57 499,62	-240 756,52
0,9	-923 392,00	317 688,42	167 204,43	88 002,33	46 317,02	-304 179,80
1	-923 392,00	301 804,00	150 902,00	75 451,00	37 725,50	- 357 509,50
0,5300	-923 392,00	394 515,03	257 852,96	168 531,35	110 151,21	7 658,55

За период планирования, жизненный цикл (5 лет), инвестиционный проект потребует 1 527 000 руб. капитальных вложений и принесет чистой прибыли- 1 491 040 руб.

Чистый реальный доход проекта составит 603 608 руб., чистый дисконтированный доход – 345 114,83 руб.

Индекс доходности исчисленный по реальным потокам равен-1,98 (3018040/1527000), а исчисленный по дисконтированным потокам – 1,23 (2326895,78/1527000).

Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 53% в год (рисунок 3.9).

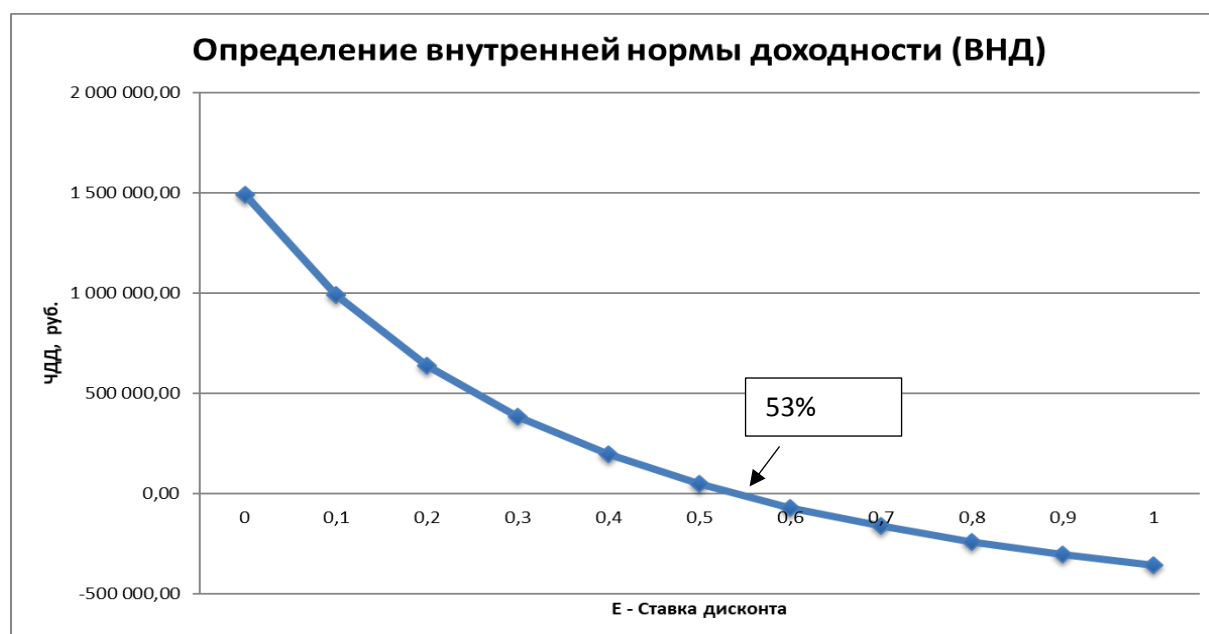


Рисунок 3.9 – Внутренняя норма доходности

Найдем срок окупаемости по следующей формуле:

$$\text{Срок окупаемости} = t' - \frac{\text{ЧДД}'}{\text{ЧДД} - \text{ЧДД}'}$$
 (44)

Где, t' - шаг, когда было получено последнее отрицательное значение;

$\text{ЧДД}'$ - последнее отрицательное значение;

ЧДД – первое положительное значение.

$$\text{Срок окупаемости} = 1 - \frac{-398515,48}{57898,89 + 398515,48} = 1,87$$

Таким образом срок окупаемости составляет около 2 лет.

Наглядно о формировании показателей эффективности проекта можно судить по рисунку 3.10.

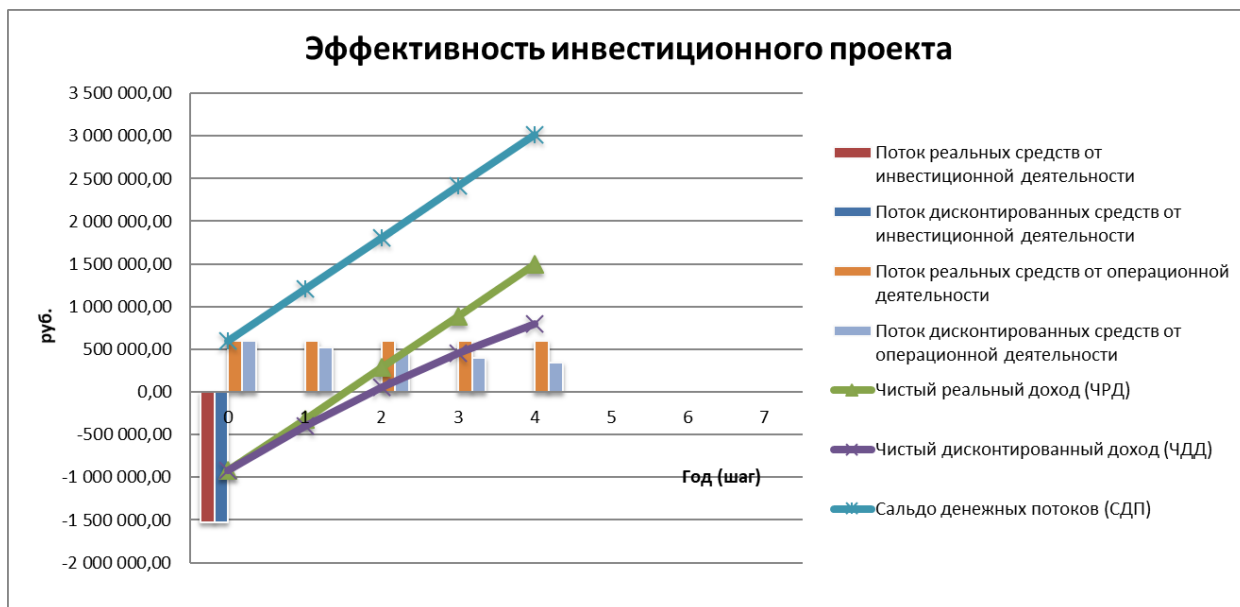


Рисунок 3.10 – Эффективность инвестиционного проекта

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

Внутренняя норма доходности и срок окупаемости устраивает предприятие как инвестора.

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

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

3.9 Анализ чувствительности проекта к риску

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

Инвестиционный риск — это вероятность полной или частичной потери своих вложений или не получения ожидаемого дохода (прибыли)[22].

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

Анализ и оценка рисков занимают важное место в системе анализа долгосрочных инвестиций. Модели оценки капитальных активов предполагают, что инвесторы не склонны рисковать, поэтому из двух активов, приносящих равный доход, выберут тот, риск которого меньше. При этом под риском понимается вероятность получения меньших доходов (или прироста стоимости актива), чем ожидается инвестором. Считается, что анализ инвестиций проводится в условиях риска, а не неопределенности, так как экономические субъекты активно собирают необходимую им информацию и могут с достаточной степенью точности судить о вероятности событий.

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

Для определения эффективности проекта определяют его чистый дисконтированный доход ЧДД (NPV), по следующей формуле[6]:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I \quad (45)$$

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 обстоятельства, выходящих за рамки критерия.

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

Для их расчета мы определим следующие промежутки:

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

Для построения диаграммы «Чувствительность проекта к риску» вычисляем вариации значений ЧДД при изменении данных параметров.

Рассчитанные данные занесем в таблицу 3.21. 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 3.21- Значение ЧДД при варьируемых показателях

В руб.

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	1616346,17			2326895,78			3037445,39
Текущие издержки		2591452,15		2326895,78		2062339,41	
Налоги			2398744,87	2326895,78	2255046,69		

Исходя из вычислений значений ЧДД при варьируемых показателях, была построена диаграмма чувствительности проекта к риску для предлагаемого мероприятия, представленная на рисунке 3.11. Данная диаграмма показывает эффективность инвестиционного проекта.

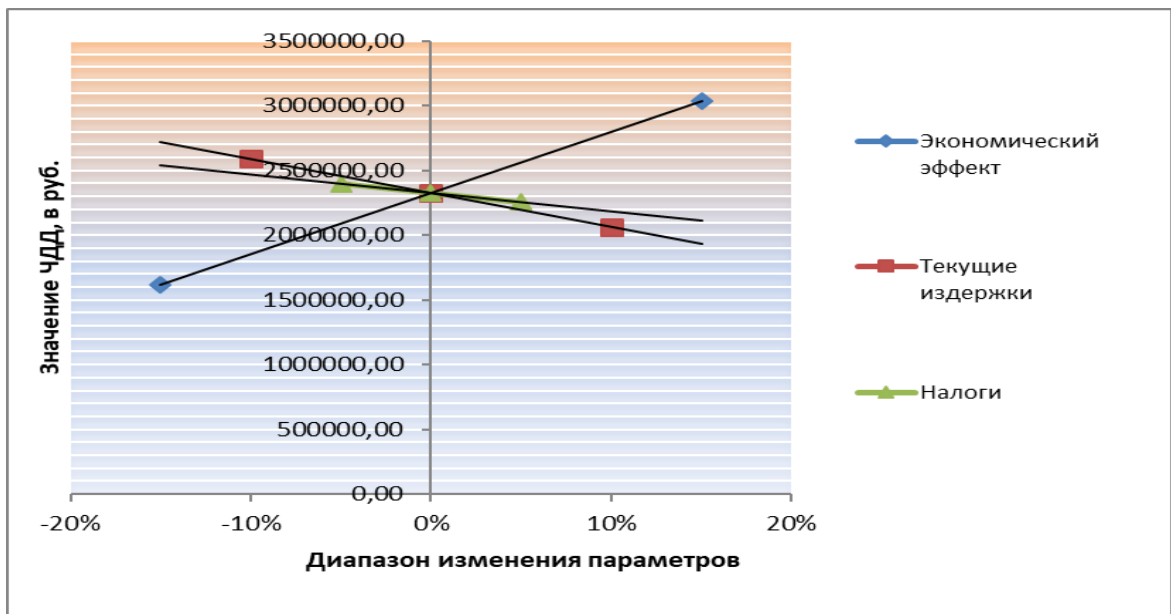


Рисунок 3.11- Диаграмма чувствительности проекта к риску

Рассчитав изменение ЧДД при вариации факторов по диаграмме чувствительности проекта к риску явно видно, что мероприятие имеет незначительный уровень предпринимательского риска - так как график находится в положительной области построения, что говорит об экономической целесообразности проведения мероприятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ПАО «Варьеганнефтегаз» занимается разведкой и разработкой группы нефтегазоконденсатных месторождений на территории Западной Сибири в Ханты-Мансийском автономном округе-Югре. 4 апреля 1985 года приказом Министерства нефтяной промышленности в районном поселке Радужный было создано Производственное объединение «Варьеганнефтегаз» и с тех пор стабильно добывает «черное золото», продолжает активно развиваться, на лицензионных участках открываются новые перспективы для разработки.

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

Организационная структура управления ПАО «Варьеганнефтегаз» является линейно-функциональной.

Общество осуществляет следующие виды деятельности: добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа; добыча природного газа и газового конденсата; геолого - разведочные, геофизические и геохимические работы в области изучения недр и иные виды деятельности.

С использованием SWOT-анализа была проведена оценка сильных и слабых сторон организации, ее внешних возможностей и угроз. Наиболее приемлемой стратегией для ПАО «Варьеганнефтегаз» является стратегия концентрированного роста.

Проведя анализ финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Варьеганнефтегаз», можно сделать следующие выводы:

- За анализируемый период увеличилась дебиторская задолженность, что говорит о том, что покупатели не так хорошо рассчитываются по своим долгам.

- Увеличение кредиторской задолженности за анализируемый период говорит о возникновении дополнительных обязательств перед кредиторами или о расширении списка кредиторов. Также рост кредиторской задолженности свидетельствует об ухудшении финансовой ситуации внутри компании.

- За анализируемый период на предприятии наблюдается преобладание краткосрочных обязательств, это влияет на риск утраты финансовой устойчивости.

Проанализировав финансовую устойчивость организации можно сделать вывод, что ПАО «Варьеганнефтегаз» является финансово не устойчивой организацией.

По результатам анализа ликвидности можно сделать вывод, что баланс предприятия за весь период исследования является не ликвидным.

По итогам расчета различных показателей рентабельности, можно сделать вывод, что предприятие достаточно эффективно использует основные средства и производственные ресурсы.

Подводя итог, можно сказать, что ПАО «Варьеганнефтегаз» нуждается в улучшении своего финансового состояния.

Далее были рассмотрены два предложенных инвестиционных проекта.

По первому проекту, предлагающему технологию связывания слабоцементных пород SECURE 2020.

За период планирования, жизненный цикл (5 лет), инвестиционный проект потребует 7 500 000 руб. капитальных вложений и принесет 6 688 480 руб. чистой прибыли. Чистый реальный доход проекта составит 14 188 480 руб., чистый дисконтированный доход –10 939 256,68 руб. Индекс доходности исчисленный по реальным потокам равен 1,9 (14188480/7500000), а исчисленный по дисконтированным потокам – 1,5 (10939256,68/7500000). Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 48% в год.

По второму проекту, предлагающему забойную телеметрическую систему с беспроводным электромагнитным каналом связи ЗТС-42 ЭМ-М.

За период планирования, жизненный цикл (5 лет), инвестиционный проект потребует 1 527 000 руб. капитальных вложений и принесет чистой прибыли- 1 491 040 руб. Чистый реальный доход проекта составит 603 608 руб., чистый дисконтированный доход – 345 114,83 руб. Индекс доходности исчисленный по

реальным потокам равен-1,98 (3018040/1527000), а исчисленный по дисконтированным потокам – 1,23 (2326895,78/1527000). Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 53% в год.

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

Подводя итоги, можно сказать, что предложенные инвестиционные проекты эффективны для предприятия. Будут решены такие проблемы как: снижение объемов бурения, увеличение затрат в течение анализируемого периода, снижение дебита скважин, увеличение износа оборудования.

Таким образом, можно сказать, что с поставленными целями и задачами справились и смогли предложить эффективные инвестиционные проекты, которые можно реализовать.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Аксенов, А.П. Экономика предприятия: Учебник / А.П. Аксенов, И.Э. Берзинь, Н.Ю. Иванова; Под ред. С.Г. Фалько. - М.: КноРус, 2015. - 350 с.
- 2 Абдукаримов, И.Т. Финансово-экономический анализ хозяйственной деятельности коммерческих организаций (анализ деловой активности): Учебное пособие / И.Т. Абдукаримов. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2014. - 320 с.
- 3 Баскакова, О.В. Экономика предприятия (организации): Учебник / О.В. Баскакова, Л.Ф. Сейко. - М.: Дашков и К, 2014. - 372 с.
- 4 Волков О.И. «Экономика предприятия»-М.:Инфа-М,2015.-300с.
- 5 Гиляровская, Л.Т. Экономический анализ: Учебник для вузов./ Л.Т. Гиляровская. - М.: ЮНИТИ-ДАНА; 2013.- 586 с.
- 6 Зяблицкая, Н.В. Экономика предприятий (организаций): учебное пособие / Н.В. Зяблицкая. – Екатеринбург: ФОРТ ДИАЛОГ-Исеть, 2015. – 203 с.
- 7 Ивановский, В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления / В.Н. Ивановский // Инженерная практика. – 2011. – № 6. – С. 18-26.
- 8 Ивановский, В.Н. Энергетика добычи в осложненных условиях / В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, С.А. Карелина // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 10. –100 с.
- 9 Илышева, Н.Н. Анализ финансовой отчетности / Н.Н. Илышева, С.И. Крылов. – М.: Финансы и статистика, 2015. – 368 с.
- 10 Кислухин, И.В. Исследования при поисках и разведке месторождений нефти и газа : учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И.В. Кислухин, В.И. Кислухин. — Электрон. дан. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. — 32с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/28300>
- 11 Колчина, Н.В. Финансы предприятия: учебник — /Колчина Н.В М.: Финансы ЮНИТИ, 2015. – 413 с.

- 12 Кириченко, Т.В. Финансовый менеджмент: учебник / Т.В Кириченко. – М.: Дашков и Ко, 2013. – 484 с.
- 13 Коллективный договор на 2018-2020 годы ПАО «Варьеганнефтегаз», 2018.-С 15-18.
- 14 Лахов, Ю.А. Определение показателей энергоэффективности нефтеперерабатывающего предприятия / Ю.А. Лахов // Science Time. – 2014. – Вып. 7. – С. 199-200.
- 15 Лахметкина, Н. И. Инвестиционная стратегия предприятия : учеб. пособие / Н. И. Лахметкина. – 6-е изд., стер. – М. : КНОРУС, 2014. – 230
- 16 Лунев, Н.В. Решения по энергоэффективности добычи нефти / Лунев Н.В. // Вертикаль. – 2013. – №13-14. –61 с.
- 17 Нарушевич, Ю.А. Технология бурения и закачивания скважин: доступ к запасам в действии / Ю.А. Нарушевич // Научно-технический вестник ПАО «НК «РОСНЕФТЬ». Приложение. – 2014. – Вып. 2. – 1 с.
- 18 Назаров, А.А. Нефтегазодобыча. Геология нефти и газа. Часть I. [Электронный ресурс] : учеб. пособие — Электрон. дан. — Казань : КНИТУ, 2014. — 80 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/13293>.
- 19 Устав Публичного акционерного общества «Варьеганнефтегаз» (новая редакция), Утвержден Общим собранием акционеров Общества 25.06.2015 (Протокол №1 от 30.06.2015).
- 20 Фетисов, В.Д. Финансовый менеджмент: учебное пособие / В. Д. Фетисов, Т. В. Фетисова. – М.: Юнити, 2014. – 167 с.
- 21 Добыча нефти в Югре [Электронный ресурс]: официальный сайт– Электрон. дан. – Режим доступа: <https://ugra-news.ru>
- 22 Инвестиционные риски [Электронный ресурс]: официальный сайт– Электрон. дан. – Режим доступа: <http://activeinvestor.pro>
- 23 Инвестиции: сущность, виды и направление использования [Электронный ресурс]: официальный сайт– Электрон. дан. – Режим доступа: <http://financc.ru>

24 Мастер Кемикалз [Электронный ресурс]: официальный сайт / ООО «Мастер Кемикалз». – Электрон.дан. – режим доступа: <http://www.m-chem.ru/>

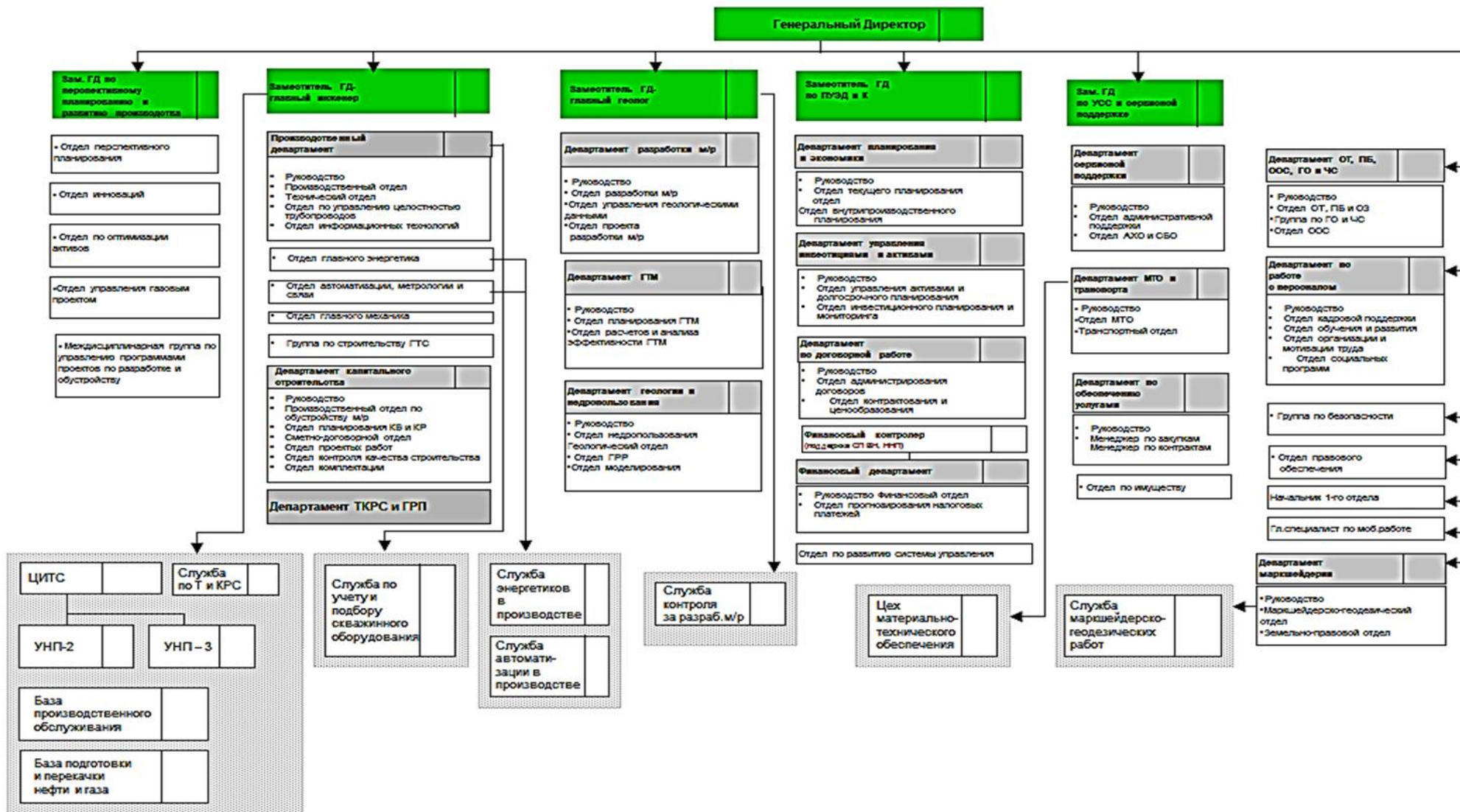
25 Применение систем погружной телеметрии в нефтяной отрасли [Электронный ресурс]: официальный сайт– Электрон. дан. – Режим доступа: <http://triolcorp.ru>

26 Роснефть [Электронный ресурс]: официальный сайт / ПАО «НК «Роснефть». – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru>

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Структура ПАО «Варьеганнефтегаз»



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Бухгалтерский баланс на 31 декабря 2018 г.

	Дата (число, месяц, год)	Коды		
Организация	Форма по ОКУД	0710001		
Идентификационный номер налогоплательщика	по ОКПО	31	12	2018
Вид экономической деятельности	ИНН	05794051		
Организационно-правовая форма/форма собственности	по ОКВЭД	86009000160		
акционерное общество	по ОКФС	06.10.1		
Единица измерения: тыс. руб.	по ОКЕИ	1 22 47/16		
Местонахождение (адрес)		384 (385)		
Округ-Югра, г.Радужный, 2 микрорайон,д.21				

Код показателей	Наименование показателя	На 31 декабря 20 <u>18</u> г.	На 31 декабря 20 <u>17</u> г.	На 31 декабря 20 <u>16</u> г.
	АКТИВ			
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ			
1110	Нематериальные активы	648 029	672 392	689 426
1120	Результаты исследований и разработок	-	-	-
1130	Нематериальные поисковые активы	-	-	-
1140	Материальные поисковые активы	-	-	-
1150	Основные средства	34 755 355	33 489 157	30 230 562
1160	Доходные вложения в материальные ценности	-	-	-
1170	Финансовые вложения	370 000	370 000	370 000
1180	Отложенные налоговые активы	848 040	655 161	349 976
1190	Прочие внеоборотные активы	1 486 469	1 542 725	1 571 948
1100	Итого по разделу I	38 107 893	36 729 435	33 211 912
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ			
1210	Запасы	1 076 931	877 935	531 013
1220	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	26 322	25 991	829
1230	Дебиторская задолженность	6 322 094	5 766 140	5 399 003
1240	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	-	-	-
1250	Денежные средства и денежные эквиваленты	573	869	951
1260	Прочие оборотные активы	319	797	10
1200	Итого по разделу II	7 426 037	6 671 732	5 931 806
1600	БАЛАНС	45 533 930	43 401 167	39 143 718

Продолжение приложения Б

Код показателей	Наименование показателя	На 31 декабря 20 18 г.	На 31 декабря 20 17 г.	На 31 декабря 20 16 г.
	ПАССИВ			
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ			
1310	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	2 397	2 397	2 397
1320	Собственные акции, выкупленные у акционеров	(-)	(-)	(-)
1340	Переоценка внеоборотных активов	2 173 647	2 177 704	2 185 268
1350	Добавочный капитал (без переоценки)	-	-	-
1360	Резервный капитал	360	360	360
1370	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	27 681 126	25 189 310	24 116 221
1300	Итого по разделу III	29 857 530	27 369 771	26 304 246
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
1410	Заемные средства	-	2 472 090	-
1420	Отложенные налоговые обязательства	3 390 913	3 460 801	3 423 417
1430	Оценочные обязательства	4 583 665	3 550 757	5 193 184
1450	Прочие обязательства	-	-	-
1400	Итого по разделу IV	7 974 578	9 483 648	5 616 601
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
1510	Заемные средства	-	-	2 283 515
1520	Кредиторская задолженность	6 611 335	5 539 748	4 009 074
1530	Доходы будущих периодов	65 721	68 368	69 687
1540	Оценочные обязательства	1 024 766	939 632	860 595
1550	Прочие обязательства	-	-	-
1500	Итого по разделу V	7 701 822	6 547 748	7 222 871
1700	БАЛАНС	45 533 930	43 401 167	39 143 718

Руководитель _____
 (подпись) (расшифровка подписи)

“ ____ ” _____ 20 ____ г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

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

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %		Структура активов и пассивов, %				
	2016	2017	2018	Изменение (+,-)		2017\ 2016	2018\ 2017	2016	2017	2018	Изменение (+,-)	
				2017\ 2016	2018\ 2017						2017\ 2016	2018\ 2017
АКТИВЫ												
1. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ - ВСЕГО	33211912	36729435	38107893	3517523	1378458	110,59	103,75	84,85	84,63	83,69	-0,22	-0,94
Нематериальные активы	689426	672392	648029	-17034	-24363	97,53	96,38	1,76	1,55	1,42	-0,21	-0,13
Нематериальные поисковые активы	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Основные средства	30230562	33489157	34755355	3258595	1266198	110,78	103,78	77,23	77,16	76,33	-0,07	-0,83
Финансовые вложения	370000	370000	370000	0	0	100,00	100,00	0,95	0,85	0,81	-0,09	-0,04
Отложенные налоговые активы	349976	655161	848040	305185	192879	187,20	129,44	0,89	1,51	1,86	0,62	0,35
Прочие внеоборотные активы	1571948	1542725	1486469	-29223	-56256	98,14	96,35	4,02	3,55	3,26	-0,46	-0,29
2. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ - ВСЕГО	5931806	6671732	7426037	739926	754305	112,47	111,31	15,15	15,37	16,31	0,22	0,94
Запасы	531013	877935	1076931	346922	198996	165,33	122,67	1,36	2,02	2,37	0,67	0,34
НДС по приобретенным ценностям	829	25991	26120	25162	129	3135,22	100,50	0,00	0,06	0,06	0,06	0,00

Продолжение таблицы Г.1

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

Продолжение таблицы Г.2

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс.руб.					Темп роста (снижения), %		Структура активов и пассивов, %				
	2016	2017	2018	Изменение (+,-)		2017\ 2016	2018\ 2017	2016	2017	2018	Изменение (+,-)	
				2017\ 2016	2018\ 2017						2017\ 2016	2018\ 2017
ПАССИВ												
1. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ - всего	26304246	27369771	29857530	1065525	2487759	104,05	109,09	67,20	63,06	65,57	-4,14	2,51
Уставный капитал	2397	2397	2397	0	0	100,00	100,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00
Переоценка внеоборотных активов	2185268	2177704	2173647	-7564	-4057	99,65	99,81	5,58	5,02	4,77	-0,57	-0,24
Добавочный капитал	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резервный капитал	360	360	360	0	0	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	24116221	25189310	27681126	1073089	2491816	104,45	109,89	61,61	58,04	60,79	-3,57	2,75

Окончание таблицы Г.3

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д.1- Приложение к бухгалтерскому балансу (форма 5) за 2016-2018 гг.

Распределение затрат Общества по элементам

(тыс.руб.)

Затраты	2016 год	2017 год	2018 год
Материальные затраты	2149185	2259977	1923049
Затраты на оплату труда	2053413	2308794	2444443
Соц. Выплаты	490357	586033	544814
Амортизация	5135766	7374683	6300995
Прочие затраты	13885799	27640657	20349271
Итого затрат	23714520	39968865	31763851