

АННОТАЦИЯ

Алимжанов М.М. Коммерческая
эффективность инвестиционного
мероприятия реализующего
АО «ИНКОМнефть». – Челябинск:
ЮУрГУ, ДО-517, 115 с., 22 ил., 41 таб.,
библиогр. список – 28 наим., 4 прил.,
12 л. слайдов

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью разработки стратегических направлений развития для АО «ИНКОМнефть».

В выпускной квалификационной работе проанализирована организационная структура предприятия, выявлены сильные и слабые стороны АО «ИНКОМнефть», а так же возможные угрозы и дополнительный потенциал предприятия. Изучены отраслевые особенности функционирования организации.

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

Разработан мероприятие по повышению эффективности функционирования предприятия АО «ИНКОМнефть», в качестве тактического мероприятия, способствующего реализации обозначенной стратегии, было предложено мероприятие инвестиционного характера по внедрению технологии увеличения нефтеотдачи «РИТИН-10».

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АО «ИНВЕСТИЦИОННАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ.....	10
1.1 История создания и развития организации.....	10
1.2 Цель и виды деятельности.....	12
1.3 Организационно – правовой статус.....	13
1.4 Структура компании и система управления.....	19
1.5 Отраслевые особенности функционирования.....	24
1.6 SWOT – анализ.....	33
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «ИНВЕСТИЦИОННАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ».....	39
2.1 Основные показатели деятельности.....	39
2.2 Анализ финансового состояния.....	43
2.2.1 Анализ динамики состава и структуры актива баланса.....	44
2.2.2 Анализ динамики состава и структуры пассива баланса.....	50
2.2.3 Анализ финансовой устойчивости предприятия.....	53
2.2.4 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия	61
2.2.5 Оценка деловой активности предприятия.....	67
2.2.6 Анализ финансовых результатов и рентабельности.....	74
2.3 Анализ затратности функционирования.....	79
3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ.....	84
3.1 Общая характеристика технологии физико-химического воздействия полимерно-гелевой системой «РИТИН-10».....	85
3.2 Методические основы оценки эффективности проектов.....	93
3.3 Оценка коммерческой эффективности применения технологии РИТИН-10 на скважинном фонде.....	96

3.4 Анализ чувствительности проекта по применения РИТИН-10 к рisku.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	107
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	109
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Организационная структура АО «ИНКОМнефть».....	112
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Анализ и оценка структуры актива баланса за 2015-2017 гг. АО «ИНКОМнефть».....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Анализ и оценка структуры пассива баланса за 2015-2017 гг. АО «ИНКОМнефть».....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Сравнительный аналитический отчет о прибылях и убытках АО «ИНКОМнефть» за 2015-2017 гг.....	115

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время предприятия приобретают все большую самостоятельность и несут полную ответственность за результаты своей производственно-хозяйственной деятельности перед совладельцами (акционерами), работниками, банком и кредиторами, а также перед государством. Залогом выживаемости и основой стабильного положения предприятия служит его финансовая устойчивость.

В условиях рыночных отношений от организации требуется повышение эффективности производства, конкурентоспособности продукции и услуг на основе внедрения достижений научно-технического прогресса, эффективных форм хозяйствования и управления производством, активизации предпринимательства и инициативы. Важная роль в реализации этой задачи отводится анализу хозяйственной деятельности предприятия. С его помощью вырабатываются стратегия и тактика развития предприятия, обосновываются планы и управленческие решения, осуществляется контроль за выполнением этих решений, выявляются резервы повышения эффективности производства, оцениваются результаты деятельности предприятия, его подразделений и работников.

Объектом исследования выступает АО «Инвестиционная нефтяная компания» (АО «ИНКОМнефть»). Организация является крупным российским нефтесервисным предприятием, оказывающим услуги по монтажу, ремонту и демонтажу буровых вышек, по текущему и капитальному ремонту скважин, по повышению нефтеотдачи пластов крупнейшим нефтедобывающим компаниям. Предметом исследования выпускной квалификационной работы является мероприятие, способствующее повышению эффективности функционирования компании.

Тема выпускной квалификационной работы актуальна, поскольку применение новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов приведет не только к снижению затрат при добыче нефти, но и к увеличению прибыли

заказчиков, что отразится на повышении финансовых результатов работы сервисной компании и ее конкурентоспособности.

Целью данного дипломного исследования является аналитика финансово-хозяйственной деятельности организации и разработка мероприятия по повышению эффективности функционирования путем внедрения новых передовых технологий воздействия на пласт.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучение общей характеристики предприятия и отраслевых особенностей его функционирования;

- анализ основных показателей производственно-хозяйственной деятельности предприятия;

- анализ финансового состояния предприятия, а именно анализ динамики состава и структуры актива и пассива баланса, анализ финансовой устойчивости, ликвидности и платежеспособности предприятия, оценка деловой активности, анализ финансовых результатов и рентабельности предприятия;

- разработка и оценка коммерческой эффективности мероприятия по внедрению передовой технологии увеличения нефтеотдачи пластов «РИТИН-10».

Оценка финансово-хозяйственной деятельности общества проводилась на основе бухгалтерской отчетности организации за 2015, 2016, 2017 годы.

Теоретической и методической основой послужили труды отечественных и зарубежных авторов в области анализа деятельности предприятия и оценки эффективности капитальных вложений.

Предлагаемое в выпускной квалификационной работе мероприятие инвестиционного характера приведет к повышению эффективности функционирования объекта исследования.

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

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АО «ИНВЕСТИЦИОННАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1.1 История создания и развития организации

АО «Инвестиционная нефтяная компания (АО «ИНКОМнефть»»).

Предприятие ведет свою историю с 1985 года, когда специалисты «ИНКОМнефть» впервые были направлены в Западную Сибирь на самотлорское месторождение выполнять работы по монтажу, ремонту и демонтажу буровых вышек, оптимизации эксплуатации построенных скважин.

Первоначальным наименованием АО «ИНКОМнефть» было «Узбекско-Западносибирская компания по инвестициям в нефтяной промышленности», которая предоставляла сервисные услуги по монтажу, ремонту и демонтажу буровых вышек.

На протяжении многих лет в компании вахтовым способом осуществляли свою деятельность специалисты из Узбекистана. На сегодняшний день более половины кадрового состава составляют нижевартовцы и жители Тюменской области. С тех пор многое изменилось: и условия осуществления деятельности, и организационно-правовая форма, и наименование заказчиков. Но неизменными остались качество, творческий подход и высокая квалификация специалистов – главные составляющие бренда «ИНКОМнефть».

Акционерное общество «Инвестиционная нефтяная компания» учреждено по решению учредителей (в количестве 35) в соответствии с законодательством Российской Федерации в форме акционерного общества, внесено в реестр 26 декабря 2002 года.

Юридический адрес: 628611, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ, Тюменская область, г. Нижневартовск, улица Мира 60-А, офис 34.

Почтовый адрес совпадает с юридическим адресом.

Сегодня АО «ИНКОМнефть» оказывает услуги по монтажу. Ремонту и демонтажу буровых вышек, по текущему и капитальному ремонту скважин крупнейшим нефтедобывающим предприятиям Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. В последние годы на собственных лицензионных участках организация активно занимается и самостоятельной добычей сырой нефти, объемы которой невелики и основным видом деятельности по-прежнему остается оказание сервисных услуг. Многолетний опыт, использование самых современных технологий и оборудования, комплексное решение поставленных задач, прогрессивный менеджмент и инжиниринг позволяют Обществу с высоким качеством выполнять любые работы на всех этапах жизнедеятельности скважин.

Основными Заказчиками Общества являются ПАО НК «Роснефть» и ПАО «Газпромнефть».

АО «ИНКОМнефть» обладает мощной производственной базой, укомплектованной оборудованием, материалами и инструментом отечественного и зарубежного производства, которое постоянно обновляется. Общество имеет в наличии собственные производственные базы, оснащённые всеми необходимыми элементами (цех спецтехники, ремонтно-механическая мастерская, цех по прокату нефтепромыслового оборудования, трубная площадка, электроцех, автозаправочная станция, котельная, общежитие, столовая и т.д.) для осуществления бесперебойной работы в Нижневартовском районе, г.Ноябрьске и Вынгапуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа.

В арсенале компании 94 бригады капитального и текущего ремонта скважин, более 200 единиц транспорта и спецтехники, четыре производственные базы.

Организация наращивает производственный и кадровый потенциал. На сегодняшний день компанию можно отнести к крупным организациям с численностью работников (на 31.12.2017 года) 832 человека.

Организация располагает всеми необходимыми ресурсами и возможностями для устойчивого функционирования и дальнейшего развития.

1.2 Цель и виды деятельности

«Основной целью деятельности АО «ИНКОМнефть» как коммерческой организации является извлечение прибыли.

Основными видами деятельности организации являются:

- Предоставление услуг по монтажу, ремонту и демонтажу буровых вышек;
- Капитальный и текущий ремонт скважин;
- Выполнение работ по повышению нефтеотдачи пластов;
- Зарезка боковых стволов;
- Опережающее глушение скважин;
- Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и добыча нефти;
- Оказание сервисных услуг, связанных с разработкой нефтяных и газовых месторождений;
- Ремонт и обслуживание нефтепромыслового и энергетического оборудования;
- Изготовление и ремонт нестандартного оборудования и инструмента;
- Техническое освидетельствование, дефектоскопия оборудования и инструмента;
- Строительство, эксплуатация и ремонт производственных баз, подсобных и служебных помещений;
- Осуществление другой не запрещенной законодательством Российской Федерации деятельности.

К стратегическим приоритетам АО «ИНКОМнефть» можно отнести:

- осуществление управления ресурсами такого качества, что позволяет решать и реализовывать стратегические цели предприятия;
- поиск и привлечение внешних (заемных, кредитных и пр.) средств, ресурсов в целях реализации стратегических целей;
- поиск путей расширения, развития и повышения качества минерально-сырьевой базы предприятия;

- обеспечение защиты окружающей среды» [28].

Основной стратегической целью АО «ИНКОМнефть» выступает обеспечение устойчивого функционирования компании и конкурентоспособного развития на рынке нефтесервисных услуг и нефтедобычи.

1.3 Организационно – правовой статус

АО «ИНКОМнефть» согласно действующему законодательству Российской Федерации является юридическим лицом, имеет в собственности обособленное имущество, учитываемое на его самостоятельном балансе, может от своего имени приобретать и осуществлять гражданские права, совершать любые допустимые законом сделки, нести гражданские обязанности, быть истцом и ответчиком в суде общей юрисдикции, арбитражном суде и третейском суде.

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

«Общество имеет круглую печать, содержащую его полное фирменное наименование на русском языке и указание на его место нахождения. Общество имеет штампы и бланки со своим наименованием, может иметь зарегистрированный в установленном порядке товарный знак, эмблему и другие средства индивидуализации» [2].

АО «ИНКОМнефть» вправе в установленном законодательством РФ порядке открывать банковские счета в рублях и иностранной валюте на территории Российской Федерации и за ее пределами.

«АО несет ответственность по своим обязательствам всем принадлежащим ему имуществом. Общество не отвечает по обязательствам государства и его органов, равно как государство и его органы не несут ответственности по обязательствам Общества» [16].

Акционеры не отвечают по обязательствам Общества и несут риск убытков, связанных с его деятельностью, в пределах стоимости принадлежащих им акций. АО «ИНКОМнефть» не отвечает по обязательствам акционеров.

«Акционеры, не полностью оплатившие акции, несут солидарную ответственность по обязательствам Общества в пределах неоплаченной части стоимости принадлежащих им акций.

АО может самостоятельно и совместно с российскими и иностранными юридическими лицами (независимо от их формы собственности и организационно-правовой формы) и гражданами создавать на территории РФ и иностранных государств юридические лица и иные организации в любых допустимых законом организационно-правовых формах. Общество может создавать филиалы и открывать представительства как на территории Российской Федерации, так и за ее пределами» [24].

«Уставный капитал АО «ИНКОМнефть» составляет 82,89 тыс.руб.

Уставный капитал Управления может быть увеличен путем:

- а) размещения дополнительных акций;
- б) увеличения номинальной стоимости акций.

Решение об увеличении уставного капитала Общества принимается Общим собранием акционеров» [27] .

АО «ИНКОМнефть» вправе осуществлять размещение дополнительных акций и иных эмиссионных ценных бумаг посредством подписки и конвертации.

«Общество вправе проводить размещение акций и эмиссионных ценных бумаг Общества, конвертируемых в акции, посредством как открытой, так и закрытой подписки с учетом ограничений, которые могут устанавливаться правовыми актами Российской Федерации» [2].

«Размещение акций (эмиссионных ценных бумаг Общества, конвертируемых в акции) посредством закрытой подписки осуществляется только по решению Общего собрания акционеров об увеличении уставного капитала АО путем размещения дополнительных акций (о размещении эмиссионных ценных бумаг Общества, конвертируемых в акции), принятому большинством в три четверти голосов акционеров - владельцев голосующих акций, принимающих участие в Общем собрании акционеров.

Размещение посредством открытой подписки обыкновенных акций, составляющих более 25 процентов ранее размещенных обыкновенных акций, осуществляется только по решению Общего собрания акционеров, принятому большинством в три четверти голосов акционеров – владельцев голосующих акций, принимающих участие в Общем собрании акционеров.

Размещение посредством открытой подписки конвертируемых в обыкновенные акции эмиссионных ценных бумаг, которые могут быть конвертированы в обыкновенные акции, составляющие более 25 процентов ранее размещенных обыкновенных акций, осуществляется только по решению Общего собрания акционеров, принятому большинством в три четверти голосов акционеров - владельцев голосующих акций, принимающих участие в Общем собрании акционеров.

Общество вправе, а в случаях предусмотренных законодательством Российской Федерации, обязано уменьшить свой уставный капитал путем уменьшения номинальной стоимости акций или сокращения их общего количества, в том числе путем приобретения части акций в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации и настоящим Уставом» [16].

Уставный капитал АО «ИНКОМнефть» может быть уменьшен путем:

- а) уменьшения номинальной стоимости выпущенных акций;
- б) сокращения общего количества выпущенных акций, в том числе путем приобретения и погашения части акций.

«Решение об уменьшении уставного капитала Общества путем уменьшения номинальной стоимости акций или путем приобретения части акций в целях сокращения их общего количества принимается Общим собранием акционеров. Акции, приобретенные Обществом на основании принятого Общим собранием акционеров решения об уменьшении уставного капитала АО путем приобретения акций в целях сокращения их общего количества, погашаются при их приобретении» [24].

«Размещение Обществом облигаций и иных эмиссионных ценных бумаг осуществляется по решению Общего собрания акционеров Общества.

В решении о выпуске облигаций должны быть определены форма, сроки и иные условия погашения облигаций» [27] .

«Акционеры Общества имеют право:

- участвовать в управлении Обществом лично или через полномочных представителей путем использования права голоса на Общем собрании акционеров;
- избирать и быть избранным в органы управления Обществом в соответствии с Уставом Общества;
- принимать участие в очном или заочном голосовании на Общих собраниях акционеров по всем вопросам его компетенции;
- свободно переуступать принадлежащие ему акции другим акционерам и третьим лицам;
- иметь доступ к документам Общества в порядке, предусмотренном Уставом Общества, и получать их копии за плату;
- требовать выкупа Обществом всех или части принадлежащих акционеру (акционерам) акций Общества в случаях, предусмотренных законодательством;
- получать дивиденды по принадлежащим ему акциям;
- получить часть имущества Общества в случае его ликвидации.

Акционеры имеют также и другие права, предусмотренные законом.

Акционер обязан:

- соблюдать требования Устава, выполнять решения органов управления Общества, принятые в рамках их компетенции;
- не разглашать сведения, составляющие коммерческую и служебную тайну АО;
- выполнять принятые на себя обязательства по отношению к Обществу;
- оказывать содействие Обществу в осуществлении им своей деятельности;

- сообщать регистратору Общества обо всех изменениях своих реквизитов. АО не несет ответственности за не предоставление информации акционерам и невыплату дивидендов, если о таком изменении не было сообщено» [16] .

Участники Общества несут также и другие обязанности, вытекающие из закона.

Для обеспечения деятельности АО «ИНКОМнефть» создаются органы управления: Общее собрание акционеров и исполнительные органы: Генеральный директор и Правление.

«Высшим органом управления Общества является Общее собрание акционеров. АО обязано ежегодно проводить годовое Общее собрание акционеров. Годовое Общее собрание акционеров проводится не ранее чем через два месяца и не позднее чем через шесть месяцев после окончания финансового года. На годовом Общем собрании акционеров должны решаться вопросы об избрании Ревизионной комиссии Общества, утверждении аудитора Общества, утверждении годовых отчетов, годовой бухгалтерской отчетности, в том числе отчетов о прибылях и убытках (счетов прибылей и убытков) Общества, распределение прибыли (в том числе выплата (объявление) дивидендов, за исключением прибыли, распределенной в качестве дивидендов по результатам первого квартала, полугодия, девяти месяцев финансового года) и убытков Общества по результатам финансового года, а также могут решаться иные вопросы, отнесенные к компетенции Общего собрания акционеров. Проводимые помимо годового Общие собрания акционеров являются внеочередными» [2].

«К компетенции Общего собрания акционеров относятся:

- 1) внесение изменений и дополнений в Устав Общества или утверждение Устава в новой редакции;
- 2) реорганизация АО;
- 3) ликвидация Общества, назначение ликвидационной комиссии и утверждение промежуточного и окончательного ликвидационных балансов;
- 4) определение количества, номинальной стоимости, категории (типа) объявленных акций и прав, предоставляемых этими акциями;

- 5) увеличение уставного капитала АО;
- 6) уменьшение уставного капитала АО;
- 7) избрание членов Ревизионной комиссии Общества и досрочное прекращение их полномочий, определение размера вознаграждений и компенсаций, выплачиваемых членам Ревизионной комиссии;
- 8) утверждение аудитора Общества и определение размера оплаты его услуг;
- 9) выплата (объявление) дивидендов по результатам первого квартала, полугодия, девяти месяцев финансового года;
- 10) утверждение годовых отчетов, годовой бухгалтерской отчетности, в том числе отчетов о прибылях и убытках (счетов прибылей и убытков) ОАО, а также распределение прибыли (в том числе выплата (объявление) дивидендов, за исключением прибыли, распределенной в качестве дивидендов по результатам первого квартала, полугодия, девяти месяцев финансового года) и убытков АО по результатам финансового года» [16].

Общество решает также иные вопросы, предусмотренные Федеральным законом «Об акционерных обществах» и Уставом Общества.

Руководство текущей деятельностью АО «ИНКОМнефть» осуществляется единоличным исполнительным органом Общества – Генеральным директором и коллегиальным исполнительным органом Общества - Правлением.

Генеральный директор АО осуществляет функции Председателя Правления.

К компетенции исполнительных органов Общества относятся все вопросы руководства текущей деятельностью АО, за исключением вопросов, отнесенных к компетенции Общего собрания акционеров Общества.

Исполнительные органы Общества организуют выполнение решений Общего собрания акционеров Общества.

Генеральный директор и члены Правления АО избираются Общим собранием акционеров Общества сроком на один календарный год (с 01 января по 31 декабря).

Для осуществления контроля за финансово – хозяйственной деятельностью АО «ИНКОМнефть» Общим собранием акционеров избирается Ревизионная комиссия (Ревизор) Общества.

Функции Ревизора общества может осуществлять утвержденный общим собранием акционеров аудитор, не связанный имущественными интересами с Обществом, и с его Директором.

«Для проверки и подтверждения правильности годовых отчетов и бухгалтерских балансов Общества, текущего состояния дел, Общество вправе по решению Общего собрания акционеров привлекать профессионального аудитора.

Общество может быть добровольно реорганизовано в порядке, установленном действующим законодательством. Реорганизация АО может быть осуществлена в форме слияния, присоединения, разделения, выделения и преобразования.

АО считается реорганизованным, за исключением случаев реорганизации в форме присоединения и преобразования, с момента государственной регистрации вновь возникших юридических лиц.

Общество может быть ликвидировано добровольно в порядке, установленном Гражданским кодексом РФ с учетом требований Федерального Закона «Об акционерных обществах». Общество может быть ликвидировано по решению суда по основаниям, предусмотренным Гражданским кодексом РФ.

Ликвидация АО влечет за собой его прекращение без перехода прав и обязанностей в порядке правопреемства к другим лицам» [27] .

1.4 Характеристика структуры организации

«Структура предприятия - это его внутреннее строение, характеризующее состав подразделений и систему связи, подчиненность и взаимодействие между ними» [2].

«Организационная структура предприятия – это совокупность отделов и служб, занимающихся созданием и координацией функционирования системы

менеджмента, разработкой и реализацией управленческих решений по выполнению заданной программы (бизнес – плана)» [16] .

Организационная структура АО «ИНКОМнефть» представлена в Приложении А.

Приведенная организационная структура характеризуется высокой степенью специализации, развитой иерархией управления, цепью команд, наличием многочисленных правил и норм поведения персонала, и подбором кадров по их деловым и профессиональным качествам. Все это обеспечивает гибкость сформированной структуры и согласованность действий исполнителей, приводящие к достижению поставленных целей компании.

Организационная структура АО «ИНКОМнефть» является линейно-функциональной, поскольку построена на основе вертикальной иерархии, базирующейся на строгой подчиненности низшего звена управления высшему и выделению функциональных областей. Линейные службы обеспечивают качественное выполнение работ. Функциональные службы помогают в разработке конкретных вопросов и подготовке соответствующих решений, программ, планов.

В АО «ИНКОМнефть» выделяется основное производство, непосредственно связанное с выполнением работ по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин, и вспомогательное, которое обеспечивает нормальные условия для качественного выполнения этих работ подразделениями основного производства.

Общее и административное руководство предприятием осуществляет Исполнительный директор АО «ИНКОМнефть». Он действует по принципу единоначалия, отвечает за результаты производственно-хозяйственной деятельности с помощью подведомственного ему аппарата, координирует и направляет работу предприятия по выполнению работ, внедрению новой и совершенствованию действующей техники, технологии и организации производства. Определяет пути и методы выполнения установленных планов по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин, прибыли и рентабельности производства, при наименьших затратах трудовых, материальных и финансовых

ресурсов; содействует своевременному обеспечению производства необходимыми материально-техническими средствами; обеспечивает создание работоспособного коллектива, подбор и рациональную расстановку кадров, создание работникам условий для повышения своей квалификации, для проявления ими инициативы и творчества.

Первый заместитель исполнительного директора - главный инженер - обеспечивает выполнение заданий всех видов производственной деятельности, координирует деятельность подчиненных подразделений.

Главный бухгалтер осуществляет организацию бухгалтерского учета хозяйственно – финансовой деятельности предприятия и контроль за экономным использованием материальных, трудовых и финансовых ресурсов, сохранностью собственности предприятия.

В функции бухгалтерии входят учёт материальных и денежных ценностей, расчёты с рабочими и служащими, учёт производства, составление бухгалтерской отчётности, контроль над законностью и целесообразностью хозяйственных операций.

Обеспечение бесперебойной и качественной работы оборудования осуществляет главный механик. Его главная задача - техническое и методическое руководство деятельностью всей механоремонтной и эксплуатационной службами по ремонту, обслуживанию и эксплуатации оборудования (кроме энергетического и транспорта), повышение эффективности его использования.

Главная задача административно-хозяйственного отдела - создание благоприятных условий для деятельности работников управления. Этот отдел контролирует состояние и обеспеченность необходимым инвентарем рабочих помещений; обеспечивает правильность оформления документации, обработку поступающей корреспонденции, своевременную отправку исходящей корреспонденции; разрабатывает мероприятия по улучшению условий работы, взаимоотношений в коллективе аппарата управления.

Планово-экономический отдел осуществляет текущее и квартальное планирование, анализирует производственно-хозяйственную деятельность предприятия и его подразделений, составляет статистическую отчетность.

Отдел охраны труда, техники безопасности и безопасности деятельности организует работу по созданию безопасных и здоровых условий труда; осуществляет контроль соблюдения правил техники безопасности, охраны труда и промышленной санитарии, контроль за работой производственных подразделений и служб по улучшению условий труда; разрабатывает организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профессиональных заболеваний, повышению уровня техники безопасности и культуры производства с учетом достижений науки и техники.

Отдел кадров подбирает и комплекзует кадры, принимает и увольняет, учитывает движение работников. В ведении этого отдела находятся планирование и отчетность о состоянии кадров, разработка мероприятий по повышению квалификации и подготовке новых кадров, создание резерва специалистов.

Отдел организации труда и заработной платы проводит работу по планированию научной организации труда, затрат труда и заработной платы, по анализу использования трудовых ресурсов предприятия, по совершенствованию организации труда и управления производством, определяет наиболее целесообразные формы оплаты труда и материального стимулирования, осуществляет техническое нормирование.

Начальник производственно-технического отдела осуществляет руководство мероприятий, обеспечивающих выполнение планов по увеличению нефтеотдачи пластов, подземному и капитальному ремонту. Координирует деятельность сотрудников отдела и создает условия для проявления ими инициативы и творчества.

Производственно-технический отдел осуществляет оперативное руководство за выполнением работ, разрабатывает мероприятия по улучшению использования оборудования, анализирует выполнение установленных режимов и технических

норм работы оборудования, координирует производственную деятельность всех подразделений предприятия, контролирует соблюдение графиков работ, оформляет необходимую техническую документацию, участвует в разработке организационно-технических мероприятий, контролирует технический учет работы оборудования, следит за работой диспетчерской службы предприятия.

АО «ИНКОМнефть» обладает мощной производственной базой, укомплектованной оборудованием, материалами и инструментом отечественного и зарубежного производства.

В арсенале компании 94 бригады капитального и текущего ремонта скважин, более 200 единиц транспорта и спецтехники, четыре производственные базы.

Структура компании позволяет эффективно управлять работой подразделений, обеспечивая качественное выполнение работ и высокие технико-экономические показатели.

В состав АО «ИНКОМнефть» входят следующие основные структурные подразделения:

- Самотлорский регион:

Производственная база на Самотлорском месторождении (Нижневартовский район, Тюменская область). 15 бригад КРС, оснащенных подъемными агрегатами А-60, А-60/80, «Френкс», выполняющие работы по КРС и ТРС на месторождениях АО «Самотлорнефтегаз», а также АО «РН-Уват».

- Варьеганский регион:

Производственная база в г. Радужном (Нижневартовский район, Тюменская область). 13 бригад КРС, 7 бригад ТРС, оснащенных подъемными агрегатами А-60/80, выполняющих работы по КРС и ТРС на месторождениях АО «Варьеганнефтегаз».

- Мегионский регион:

Производственная база в г. Мегионе (Нижневартовский район, Тюменская область). 20 бригад КРС, оснащенных подъемными агрегатами А-60/80, выполняющие работы по КРС, подготовку и освоение скважин на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

- УТКРС № 2 (Няганьский регион):

Производственная база в г. Нягани (Тюменская область). 25 бригад КРС, 14 бригад ТРС, оснащенных подъемными агрегатами А-60/80, выполняющих работы по КРС и ТРС, подготовку и освоение скважин на месторождениях АО «РН-Нягань».

- Управление подготовки производства:

Трубные площадки, ремонтно-механические мастерские, станки, испытательные стенды, участки проката инструмента во всех регионах.

1.5 Отраслевые особенности функционирования

«Историю развития сервисных предприятий в современной России можно условно разделить на несколько этапов.

До 1991 г. нефтесервисные услуги оказываются подразделениями нефтегазодобывающих объединений. Сформирована неплохая производственно-технологическая база; система образования выпускает квалифицированные кадры. Расцвет нефтяной отрасли – освоение месторождений Западной Сибири – приходится на 1960-е – 1980-е гг. Однако при этом прирост минерально-сырьевой базы снижался: объем разведочного бурения в общем объеме бурения с 30% в 1975 г. упал до 8% в 1985 г. В результате падения цены на нефть в 1985 г. после пика в 1987 г. резко снижаются объемы добычи нефти и газа и, как следствие, объемы нефтесервисных услуг» [15].

1991 – 1999 гг. Приватизация нефтяных компаний, активизация добычи нефти и газа, незначительный рост объемов нефтесервисных услуг, которые оказываются структурными подразделениями нефтегазовых компаний. 1998г. – очередное падение цен на нефть. Вложения в развитие нефтесервисных подразделений минимальны. Производственно-техническая база физически и морально устаревает; развитие персонала и передача опыта практически не происходят.

1999 – 2002 гг. Рост цен на нефть, а также знакомство руководителей нефтяных компаний с лучшей зарубежной практикой организации нефтегазодобычи способствуют выработке определенной политики в отношении нефтесервисных подразделений. Под лозунгом «На сервис не надо тратить – на сервисе надо зарабатывать!» они выводятся из состава нефтяных и газовых компаний в отдельные предприятия, хотя и остаются аффилированными с материнскими компаниями, практически полностью обслуживая их потребности.

Закладываются основы формирования рынка нефтесервисных услуг. Образуются: «Сибирская сервисная компания» (декабрь 1999 г.), «Сервисные технологии» (2001 г.), «Сибирская геофизическая компания» (2002 г.) и другие; активизируется деятельность совместных предприятий: «Катконефть» (образовано в 1991 г.), «Катобьнефть» (образовано в 1993 г.), «ОТО» (образовано в 1998 г.); на отечественном рынке работают зарубежные компании: Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, BJ Services и другие. В частности, компания Baker Hughes создала в 2004 г. в Ямало-Ненецком автономном округе (г. Муравленко) центр по ремонту установок электроцентробежных насосов с возможностью оказания полного спектра услуг по сборке, поставке, установке, запуску и комплексному обслуживанию насосных установок для всех нефтяных компаний России.

2002 г. – 2009 г. Активное формирование рынка нефтесервисных услуг. Аффилированные сервисные компании продаются стратегическим инвесторам, выделяются и образуются новые сервисные компании, интенсивно идет процесс слияний и поглощений. Начинается интенсивное инвестирование в развитие производственно-технологической базы и развитие персонала сервисных компаний.

Указанные тенденции хорошо иллюстрируются историями создания буровой компании «Евразия» (с 1995 по 2004 г. – «ЛУКойл-бурение») и группы компаний «Интегра» (образована в 2004 г. на базе нефтесервисных активов ТНК, впоследствии объединившей несколько независимых сервисных компаний, а также известного производителя бурового оборудования «Уралмаш – ВНИИБТ»).

Однако, несмотря на эти тенденции, ряд нефтегазовых компаний сохраняет в своем составе сервисные подразделения. К ним относятся компания «Сургутнефтегаз», известная своей политикой независимости от сторонних участников рынка, а также «Татнефть» и «Башнефть», для которых сохранение сервисов в своем составе является насущной необходимостью – в силу самой специфики месторождений.

2009 г. – 2013 г. период устранения последствий мирового финансово-экономического кризиса.

В это «Роснефть» придерживается промежуточной позиции. Компания бережет свои сервисные активы, но ориентируется на разделение всего объема необходимых сервисных услуг между своей дочерней компанией «РН-Бурение» и сторонними подрядчиками для формирования конкуренции и предупреждения искусственного завышения цен собственными подразделениями.

Анализ, выполненный агентством RPI, показывает, что затраты на нефтесервис на тонну добытой нефти ниже всего у нефтяных компаний, пользующихся услугами внешних подрядчиков – не более 15 долл. США; у компаний, использующих собственные сервисные подразделения, указанные затраты составляют от 18 до 30 долл. США. Тем не менее, средняя проходка на одну буровую бригаду в год у «Сургутнефтегаза» составляет 57 тыс. м, что вдвое превосходит средний показатель по России.

Одной из тенденции этих лет является формирование рынка так называемых субсервисов – средних и небольших компаний, специализирующихся на отдельных видах сервисных работ и услуг. Из больших сервисных компаний выделяются подразделения, выполняющие вышкомонтажные работы. Как правило, на базе поставщиков оборудования и материалов создаются предприятия, обеспечивающие энергообеспечение буровых бригад на объектах, предоставляющие услуги спецтранспорта, выполняющие поставку, монтаж, обслуживание и ремонт бурового оборудования, поставку химических реагентов и подготовку буровых растворов, оптимизацию подбора долот и их поставку и т.п. Для разделения функций исполнения и контроля из состава сервисных

компаний выделяются геофизические подразделения. Исключение составляют тампонажные работы – выполняющие их подразделения, как правило, не выделяются из структуры сервисных компаний ввиду их тесной временной и территориальной «привязки» к процессу строительства скважин.

2013 г. – по настоящее время наблюдаются интеграционные процессы в нефтесервисной деятельности. ПАО НК «Роснефть» в 2016-2017 году проводила активную политику по созданию крупной нефтесервисной компании под логотипом Роснефти посредством слияния и поглощения ряда нефтесервисных предприятий нижневартковского региона. Серьезный урон развитию рынка нефтесервисных услуг нанесли введенные против нашей страны санкции, которые существенно ограничили широко применяемые импортные технологии, отечественные аналоги которых только сейчас начинают заявлять о себе.

Около двухсот нефтесервисных компаний, действующих в настоящий момент на российском рынке, могут быть условно подразделены на три категории: аффилированные с нефтегазовыми компаниями, крупные сервисные компании, средние и малые сервисные компании.

Основными потребителями сервисных услуг, по-прежнему, являются Западно-Сибирский и Волго-Уральский регионы – 76-78%. Однако, в ближайшие 5 лет структура сервисного рынка будет меняться в сторону новых регионов. По оценке Douglas-Westwood, к 2018 г. доля сервисного рынка Восточной Сибири будет составлять около 25%, против 8% в 2005 году.

Нефтегазовый комплекс по праву является основой экономики Российской Федерации. Минерально-сырьевой потенциал нашей страны огромен. В России сосредоточено около 13% мировых разведанных запасов нефти. Поэтому научно обоснованная и эффективная государственная политика в области недропользования, в том числе в области нефтедобычи, непосредственно влияет на возрождение нашей экономики и, следовательно, на благо россиян.

На протяжении последних нескольких лет наблюдается негативная тенденция в добыче нефти нефтедобывающими компаниями Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Это объясняется вполне объективными причинами,

связанными с истощенностью месторождений, трудноизвлекаемостью запасов, высоким уровнем обводненности добываемой продукции, снижением мировой цены на нефть, неактуальностью сырьевого характера экономики. Данные тенденции приводят к росту спроса на услуги нефтесервисных компаний.

Сервисные услуги в нефтедобыче включают в себя:

- сейсмические исследования;
- геофизические работы;
- бурение и сопутствующие работы;
- капитальное строительство инфраструктуры (дороги и прочие объекты);
- ремонт (текущий и капитальный) скважин;
- повышение нефтеотдачи пластов (в частности, гидравлический разрыв пласта);
- услуги технологического и общего транспорта;
- производство, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования.

По данным аналитического агентства Douglas-Westwood, объем нефтесервисного рынка России в 2017 году составил 11,4 млрд. долл. США и имеет перспективу роста до 22 млрд. долл. к 2021 году.

При этом наиболее интенсивный рост рынка нефтесервисных услуг в России ожидается в бурении, высокотехнологичных методах интенсификации добычи, геофизических исследованиях. Рынок традиционных капитальных ремонтов в ближайшей перспективе при небольшом снижении цен на нефть сохранит свой объем. В ближайшие годы начинаются разведка и освоение месторождений Восточной Сибири.

Российский рынок нефтесервисных услуг в настоящее время далек от эффективной конкуренции. Нефтяные компании нередко предпочитают не сторонних подрядчиков, а собственные подразделения. Объемы работ, выставляемых на открытые тендеры, невелики. Тем не менее, в России существуют сервисные предприятия, успешно работающие в области гидроразрыва пласта и сейсморазведки. Но они активны только на региональном уровне.

В настоящее время основными игроками, формирующими конкурентную среду на рынке нефтесервиса в России, являются:

1) сервисные подразделения нефтяных компаний, которые исторически доминируют по размеру рыночной доли (по оценкам экспертов их доля составляет около 50%) и являются непрофильным бизнесом/активами нефтедобывающей корпорации.

2) крупные российские независимые нефтесервисные компании. Доля рынка этой группы составляет по оценкам экспертов около 18%. Данные компании оказывают базовые нефтесервисные услуги более высокого стандарта.

3) мелкие российские независимые нефтесервисные компании. Доля рынка этой группы составляет по оценкам экспертов около 17%.

4) крупные международные игроки, формирующие по оценкам экспертов на до 15% рынка.

Структура сервисных услуг нефтегазовой отрасли России показана на рисунке 1.1:



Рисунок 1.1 – Структура российского рынка нефтесервиса за 2017 год

На сегодняшний день ситуация на рынке сервисных услуг России характеризуется 5 основными особенностями:

- доминирующим положением дочерних сервисных компаний;
- началом процесса освобождения ВИНК от своих сервисов (поскольку себестоимость работ у них существенно выше, чем у независимых компаний);

- вторым этапом разорения независимых сервисных компаний, ввиду полного износа «советского» оборудования, цены услуг, близкой к себестоимости, а, значит, невозможности обновить основные фонды, малым размером компаний и малым объемом заказов;

- началом процесса скупки крупных и средних сервисных независимых компаний как профильными, так и непрофильными иностранными организациями;

- поиском и появлением у российских сервисных компаний новых технологий бурения и КРС, превосходящих по цене и эффективности западные (волновые методы извлечения тяжелой нефти, ЩРП, неагрессивные реагентные обработки и др.).

Россия, являясь крупнейшей нефтегазовой державой, не имеет компаний, сопоставимых с Halliburton, и без содействия государства иметь не будет, так как для ВИНК сервис не является профильным активом и выводится из структуры холдингов, после чего он либо разоряется, либо скупается иностранными компаниями.

В российском нефтегазовом сервисе остро назрела необходимость интеграции и через три-пять лет, когда отечественные нефтекомпании завершат вывод сервисных активов, в отрасли сформируется не более десяти крупных компаний-конкурентов. Кроме того, останется множество мелких, очень узкоспециализированных сервисов, которые будут конкурировать уже в другой нише. Работать все они будут большей частью с западными технологиями или гибридами западных и отечественных разработок.

По некоторым прогнозам в ближайшие годы в традиционных видах сервиса можно ожидать появления крупных российских компаний — холдингов за счет консолидации сегодняшних независимых участников рынка, которые смогут занять 70-80 % рынка. Конкуренция будет более высокого уровня. И вполне вероятно, что они смогут потеснить западных конкурентов. Но на рынках высокотехнологичных услуг (горизонтальное и наклонно-направленное бурение, современные методы геофизических исследований, тампонажные работы и

повышение нефтеотдачи пласта с применением высокотехнологичного оборудования и материалов) еще очень долго будут доминировать крупнейшие международные сервисные компании.

Ожидаемый всплеск интереса к отрасли приведет к увеличению инвестиций в разработки новых технологий.

Основными угрозами для российских сервисных компаний являются избыточная ценовая конкуренция между собой маленьких раздробленных компаний производителей оборудования и услуг.

На сегодняшний день Ханты-мансийский автономный округ - Югра занимает третье место после Москвы и Санкт-Петербурга по экономической стабильности.

Благосостояние и экономический рост в округе превышает средний показатель по России.

Крупнейшим потребителем сервисных услуг является Урал. На пять нефтеносных регионов (ХМАО, Тюменская область, Башкирия, Удмуртия, Пермский край, Оренбургская область) приходится 55 — 60% рынка. В регионе работают 26 крупных нефтесервисных компаний. В основном они базируются в Тюменской области. Независимых игроков среди них почти вдвое больше, чем аффилированных. Одна из основных причин — нефтяные компании все чаще предпочитают обращаться за сервисом к профильному оператору.

В Югре работают 11 нефтесервисных предприятий. Основным лидером является АО «Сургутнефтегаз», на долю которого приходится более 24% всех нефтесервисных услуг.

Следующими по значимости для округа являются ООО «РН-Сервис» - 20 % нефтесервисного рынка, Компания «Интегра», на долю которой приходится 16% нефтесервиса в ХМАО, ЗАО «Сибирская сервисная компания» - 11% и прочие - 8% всех нефтесервисных услуг, куда и относится объект исследования.

АО «ИНКОМнефть» - это крупное сервисное предприятие, осуществляющее все виды работ любой сложности по ремонту нефтяных и газовых скважин.

Предприятие было создано с целью сокращения простаивающих скважин месторождений Западной Сибири. Уже тогда, почти два десятилетия назад,

вопрос оптимизации использования разработанных скважин стоял достаточно остро. Сегодня проблема приобрела еще большую актуальность, и огромный опыт работ в своей сфере деятельности, накопленный к текущему моменту АО «ИНКОМнефть», позволяет предприятию устойчиво функционировать.

Предприятие одним из первых в России начало производить работы по зарезке и бурению вторых стволов скважин. Наличие большого парка собственной спецтехники и оборудования, на котором высокопрофессионально работает штат квалифицированных специалистов, позволяет АО «ИНКОМнефть» постоянно расширять географию своих работ.

На сегодняшний день АО «ИНКОМнефть» собственными силами производит весь спектр работ по капитальному и текущему ремонту скважин и ряд работ по повышению нефтеотдачи. Предприятие имеет производственные базы на Самотлорском месторождении, в г. Радужном, в г.Мегионе, в г. Нягани.

Благодаря геолого-техническим мероприятиям, начавшимся еще в далеком 1998 г., постоянно увеличивается фонд действующих добывающих и нагнетающих скважин. В то же время сложные характеристики недр обусловили использование передовых технологий по увеличению нефтеотдачи пластов.

В таблице 1.2 представлены основные показатели по капитальному и текущему ремонту скважин.

Таблица 1.2 – Основные показатели деятельности бригад КРС и ТРС

Показатели	2015 год	2016 год	2017 год
Количество ремонтов капитальных	990	1393	1439
Количество бригад КРС	67	70	72
Количество бригад ТРС	23	19	18
Количество ремонтов текущих	2390	1905	1982

Силами бригад, выполняющих работы на Самотлорском месторождении, в г.Радужном, г. Мегионе и г. Нягани, было выполнено 1439 капитальных ремонтов в 2017 году, в том числе 1131 ремонт на нефтяном фонде, 308 - на нагнетательном; 1393 КРС - в 2016 году, в том числе 979 ремонтов - на нефтяном

фонде и 414 ремонтов – на нагнетательном; 990 КРС - в 2015 году, в том числе 631 ремонт - на нефтяном фонде и 359 ремонтов – на нагнетательном фонде.

За 2017 год было выполнено силами бригад ТРС 1982 ремонта, что выше показателя предыдущего года на 77 ремонтов, но меньше показателя 2015 года - на 408 ремонтов. В том числе на нефтяном фонде в 2017 году выполнено 1936 ремонтов, на нагнетательном - 38, на прочих скважинах произведено 8 ремонтов. В 2016 году было произведено на нефтяном фонде 1851 ремонт, на нагнетательном - 42 ремонта, на прочих скважинах - 12 ремонтов. За 2015 год на нефтяном фонде было проведено 2352 ремонта, на нагнетательном – 29 ремонтов, на прочих скважинах – 9 ремонтов.

Заказчиками АО «ИНКОМнефть» являются ведущие нефтегазодобывающие предприятия Западной Сибири: АО «Самотлорнефтегаз», АО «Варьеганнефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», АО «РН-Нягань», АО «РН-Уват» и другие предприятия.

Основными задачами АО «ИНКОМнефть» в 2018 году являются совершенствование технологии производства капитального ремонта скважин, разработка новых методов повышения нефтеотдачи пластов.

Компания планирует и дальше устойчиво функционировать и развиваться.

1.6 SWOT – анализ

Для более полного представления о деятельности АО «ИНКОМнефть» необходим SWOT - анализ.

Методология SWOT-анализа предполагает, во-первых, выявление внутренних слабых и сильных сторон фирмы, а также внешних возможностей и угроз; во-вторых, установление связей между ними.

- Сильные стороны (Strengths) — преимущества организации;
- Слабости (Weaknesses) — недостатки организации;
- Возможности (Opportunities) — факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества организации на рынке;

- Угрозы (Threats) — факторы, которые могут потенциально ухудшить положение организации на рынке.

Анализ слабых и сильных сторон предприятия направлен на принятие усилий для превращения слабостей в силу и угроз в возможности, а также развитие сильных сторон предприятия в соответствии с его ограниченными возможностями.

Большинство проблем, с которыми столкнулось АО «ИНКОМнефть», лежат во внешней и внутренней средах предприятия.

Анализ внешней среды представляет собой процесс, посредством которого контролируются внешние по отношению к АО «ИНКОМнефть» факторы, чтобы определить возможности и угрозы для организации. При анализе внешней среды выделяют макроокружение предприятия и непосредственное его окружение.

Макроокружение включает в себя обобщенные элементы национальной экономики: уровень экономического развития нации, состояние государственного управления и правового регулирования, политические, общественные и культурные аспекты жизни общества, природную среду и производственные ресурсы, научный и технический потенциал, инфраструктуру и т.п.

Непосредственное окружение характеризуется состоянием рынка, субъектом которого выступает нефтесервисное предприятие; его конъюнктурой: спросом, предложением, конкуренцией; особенностью формирования поведения покупателей, продавцов, конкурентов, сюда же относятся особенности функционирования рынков факторов производства.

Анализируя внешнюю среду, предприятия стремятся выделить те ее аспекты, которые могут представлять для предприятия определенные угрозы и возможности успешной реализации выбранного целевого направления развития.

К угрозам внешней среды в настоящее время можно отнести:

- Подверженность влиянию изменения законодательства;
- Ухудшение ситуации на рынке энергоносителей;
- Конкуренция со стороны иностранных компаний, имеющих доступ к значительным финансовым и технологическим ресурсам;

- Конкуренция со стороны нефтесервисных подразделений ВИНКов, традиционно имеющих деловые связи с нефтяными компаниями;
- Снижение прибыли эмитента (экономический риск);
- Взрывоопасность и пожароопасность производства (технические риски);
- Использование в работе опасных и вредных веществ, а также наличие отходов, загрязняющих окружающую среду (экологический риск);
- Риск внутреннего контроля.

К возможностям, представляемым внешней средой, можно отнести:

- Качественное проведение технических мероприятий;
- Совершенствование технологии производства капитального ремонта скважин;
- Разработка новых методов повышения нефтеотдачи пластов;
- Упор на увеличение числа технологически сложных и более прибыльных услуг;
- Рост числа долгосрочных контрактов, способных в будущем обеспечить стабильность денежных потоков, тем самым, улучшив возможности для стратегического планирования развития компании.

Следующая проблема - это определение того, обладает ли организация внутренними силами, чтобы воспользоваться внешними возможностями, а также выявление внутренних слабых сторон, которые могут усложнить проблемы, связанные с внешними опасностями. Процесс, при помощи которого осуществляется диагноз внутренних проблем, называется управленческим обследованием. Оно включает в себя пять функций: маркетинг, финансы, операции, человеческие ресурсы, культура и образ организации.

Анализируя внутреннюю среду предприятия, выделяют его слабые и сильные стороны, которые могут сдерживать или наоборот способствовать успешной реализации выбранного целевого направления развития.

К сильным сторонам Общества можно отнести:

- Широкий спектр предоставляемых услуг;

- Опыт работы компании на Российском рынке более 20 лет;
- Способность генерировать хорошие денежные потоки;
- Диверсификация клиентской базы, работа с основными представителями нефтяных компаний Западной Сибири;
- Комплексный подход к решению поставленных задач;
- Высокая стабильность;
- Мощная производственная база;
- Квалифицированный рабочий коллектив;
- Менеджмент с большим опытом работы в отрасли.

К слабым сторонам Общества можно отнести:

- Недостаточный контроль над затратами;
- Вахтовый характер работы персонала;
- Недостаток внутрифирменных коммуникаций, отсутствие регулярного информирования сотрудников о результатах их труда, слабая обратная связь, являющиеся демотивирующими факторами;
- Большие затраты на трудоустройство иностранных работников и доставку иногороднего персонала до места работы и обратно (вахтовики);
- Сложная система взаимоотношений между различными звеньями структуры, которые также не закреплены в организационно-распорядительной документации.

После анализа внутренней и внешней среды предприятия, все полученные данные сводятся в матрицу SWOT – анализа (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Матрица базового SWOT – анализа АО «ИНКОМнефть»

Сильные стороны	Возможности
1. Опыт работы компании – более 20 лет на Российском рынке нефтесервисных услуг; 2. Комплексный подход к решению поставленных задач обеспечивают предприятию лидирующие позиции среди сервисных предприятий региона; 3. Высокая стабильность и постоянно растущие технико-экономические показатели; 4. Наличие мощной производственной базы; 5. Наличие собственных производственных мощностей; 6. Сформировавшийся квалифицированный управленческий и рабочий коллектив.	1. Качественное проведение технических мероприятий; 2. Совершенствование технологии производства капитального ремонта скважин; 3. Разработка новых методов повышения нефтеотдачи пластов.
Слабые стороны	Угрозы
1. Вахтовый характер работы персонала; 2. Недостаток внутрифирменных коммуникаций, отсутствие регулярного информирования сотрудников о результатах их труда, слабая обратная связь, являющиеся демотивирующими факторами; 3. Большие затраты на трудоустройство иностранных работников и доставку иногороднего персонала до места работы и обратно (вахтовики); 4. Сложная система взаимоотношений между различными звеньями структуры, которые также не закреплены в организационно-распорядительной документации.	1. Высокая подверженность влиянию изменения законодательства и регулятивных мер; 2. Изменение процентных ставок Центрального банка с ростом доллара может снизиться прибыль эмитента; 3. Взрывоопасность и пожароопасность производства; 4. Использование в производстве веществ опасных для человека и окружающей среды, а также наличие отходов, загрязняющих окружающую среду; 5. Риск внутреннего контроля (частая реформация организационно-управленческой структуры, кадровые перестановки в аппарате управления); 6. Рост конкурентов среди нефтесервисных организаций.

Анализируя матрицу SWOT, менеджерам АО «ИНКОМнефть» необходимо сконцентрировать свои усилия на наиболее приоритетных направлениях, относящихся к сильным сторонам в деятельности предприятия, и развивать их в целях улучшения общего состояния предприятия. На основании данных, полученных в ходе SWOT - анализа, строится стратегия фирмы.

Сопоставление слабых и сильных сторон Общества с угрозами и возможностями внешней среды, учет сложившейся экономической ситуации позволяют определить в качестве основных следующие стратегические направления развития предприятия:

- улучшение состояния нефтяных месторождений;
- формирование экономически рационального, по размерам, производственного потенциала;

- реорганизация производственной структуры;

Улучшение состояния нефтяных месторождений предполагается осуществить следующими путями:

- совершенствование технологии производства капитального ремонта скважин;
- восстановление проектной технологической схемы разработки месторождений;
- внедрение новых технологий по повышению нефтеотдачи пластов.

Формирование экономически рационального, по размерам, производственного потенциала предполагается осуществить следующими путями:

- списание полностью с амортизированных излишних основных средств;
- консервацией, сдачей в аренду или реализацией излишних основных средств и запасов.

Реорганизацию производственной структуры предлагается осуществить следующими путями:

- укрупнение бригад по ремонту скважин на основе пересмотра зон обслуживания.

Реорганизацию структуры управления предполагается осуществить следующими путями:

- централизацией функций управления родственных территориально разобщенных обслуживающих подразделений;
- сокращение численности управленческих подразделений.

Наиболее оптимальной стратегией является повышение общей экономической эффективности функционирования компании.

2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

АО «ИНВЕСТИЦИОННАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ»

2.1 Основные показатели работы

Для выполнения производственной программы по КРС в течение 2017 года ремонт производили 72 бригады, в то время как в 2016 году – 70 бригад, а в 2015 году - 67 бригад. В таблице 2.1 представлены основные показатели деятельности бригад КРС.

Таблица 2.1 – Основные показатели деятельности бригад КРС

Показатели	Ед. изм.	2015 год	2016 год	2017 год	Изменение (+, -)		Темп роста, %	
					2016-2015	2017-2016	2016/2015	2017/2016
Количество бригад	Бриг.	67	70	72	+3	+2	104,5	102,9
Количество ремонтов, всего:	Рем.	990	1393	1439	+403	+46	140,7	103,3
в т.ч. на нефтяном фонде	Рем.	631	979	1131	+348	+152	155,2	115,5
на нагнетательном фонде	Рем.	359	414	308	+55	-106	115,3	74,4
Выработка на 1 бригаду	Рем.	1,5	1,6	1,7	+0,1	+0,1	106,7	106,3
Средняя продолжительность 1 ремонта	Час.	411,5	372,8	365,8	-38,7	-7	90,6	98,1
Средняя стоимость 1 ремонта	Тыс. руб.	1131,8	1680,6	1304,4	+548,8	-376,2	148,5	77,6
Средняя стоимость 1 бригадо-часа	Руб.	3945,1	4428,2	4494,8	+483,1	+66,6	112,2	101,5

Силами бригад, оснащенных подъемными агрегатами А-60, А-60/80, «Френкс», на фонде АО «СНГ», АО «РН-Уват», АО «Варьеганнефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и АО «РН-Нягань» было выполнено 1439 капитальных ремонтов в 2017 году, в том числе 1131 ремонт на нефтяном фонде, 308 - на нагнетательном; 1393 КРС - в 2016 году, в том числе 979 ремонтов - на нефтяном фонде и 414 ремонтов – на нагнетательном; 990 КРС - в 2015 году, в том числе 631 ремонт - на нефтяном фонде и 359 ремонтов – на нагнетательном фонде (рисунок 2.1).

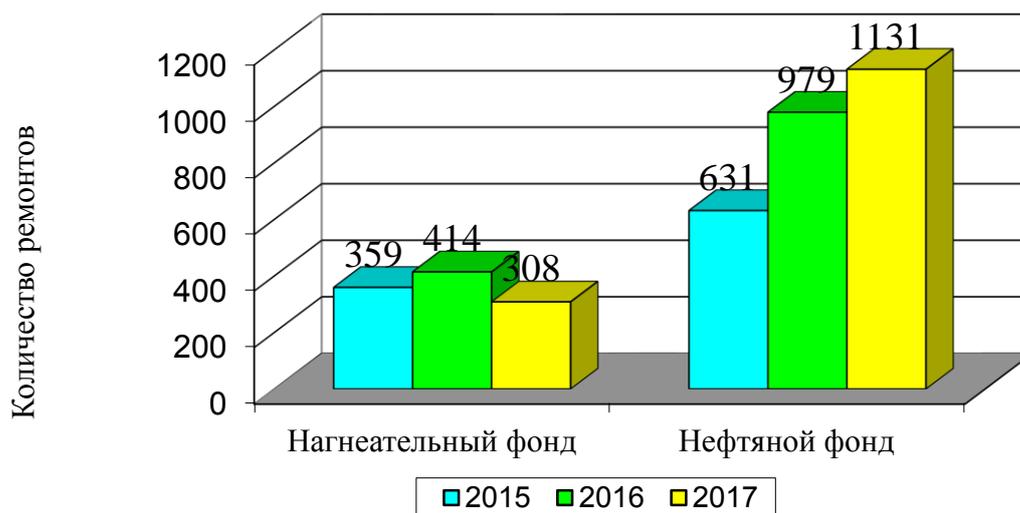


Рисунок 2.1 – Сравнительное соотношение количества ремонтов на нефтяном и нагнетательном фонде

По сравнению с 2015 и 2016 годами в 2017 году снизилась продолжительность 1 ремонта КРС на 45,7 часов по сравнению с 2015 годом и на 7 часов по сравнению с 2016 годом (рисунок 2.2).

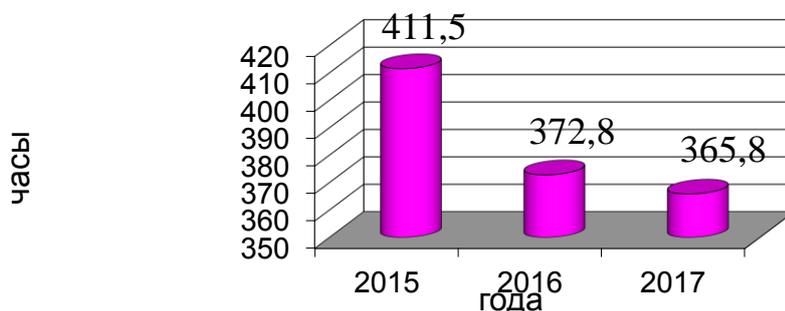


Рисунок 2.2 – Средняя продолжительность 1 ремонта КРС

Снижение средней продолжительности 1 ремонта КРС за анализируемый период обусловлено уменьшением продолжительности ликвидации негерметичности, возврата, приобщения.

Наблюдается небольшое повышение стоимости бригадо - часа. По сравнению с предыдущими годами (2015 и 2016 гг.) стоимость 1 бригадо - часа увеличилась на 549,7 руб. по сравнению с 2015 годом и на 66,6 руб. по сравнению с 2016 годом (рисунок 2.3).

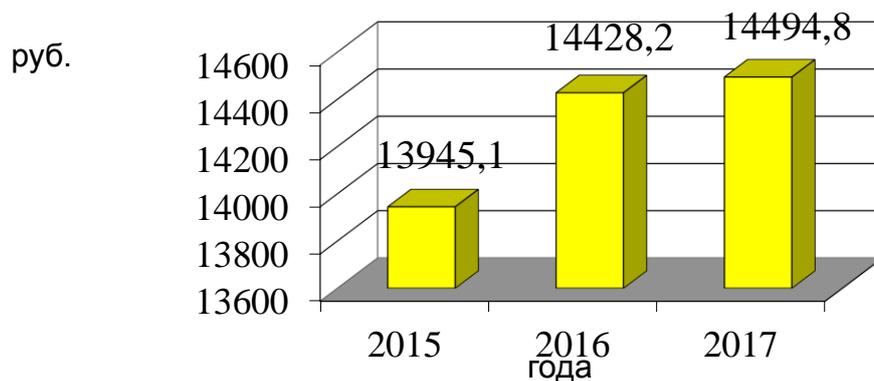


Рисунок 2.3 – Средняя стоимость 1 бригады – часа

Это увеличение объясняется тем, что в 2015-2016 г.г. Управление выполняло работы по КРС с меньшим бригадо - часом, а в 2017 году с бригадо - часом по договору – 14500 руб.

В 2017 году в АО «Варьеганнефтегаз» и АО «РН-Нягань» для поддержания уровня добычи работали 18 бригад текущего ремонта скважин, в 2016 году - 19 бригад, а в 2015 году работало 23 бригады.

В таблице 2.2 представлены основные показатели по текущему ремонту скважин.

Таблица 2.2 - Показатели по текущему ремонту скважин

Показатели	Ед. изм.	2015	2016	2017	Изменение (+, -)		Темп роста, %	
					2016-2015	2017-2016	2016/2015	2017/2016
Количество бригад ПРС	Бриг.	23	19	18	-4	-1	82,6	94,7
Количество ремонтов всего:	Рем.	2390	1905	1982	-485	+77	79,7	104,0
в т.ч. на нефтяном фонде	Рем.	2352	1851	1936	-501	+85	78,7	104,6
на нагнетательном фонде	Рем.	29	42	38	+13	-4	144,8	90,5
на прочих скважинах	Рем.	9	12	8	+3	-4	133,3	66,7
Выработка на 1 бригаду	Рем.	8,7	8,3	9,4	-0,4	1,1	95,4	113,3
Средняя продолжительность 1 ремонта	Час	77,3	74,7	70,1	-2,6	-4,6	96,6	93,8
Средняя стоимость 1 ремонта	Тыс. руб.	254,3	310,1	356,1	+55,8	+46	121,9	114,8
Средняя стоимость 1 бригадо - часа	Руб.	4330,2	4834,7	4443,1	+504,5	-391,6	111,7	91,9

За 2017 год было выполнено силами бригад ПРС, оснащенных подъемными агрегатами А-60/80, 1982 ремонта, что выше показателя предыдущего года на 77 ремонтов, но меньше показателя 2015 года - на 408 ремонтов. В том числе на нефтяном фонде в 2017 году выполнено 1936 ремонтов, на нагнетательном - 38, на прочих скважинах произведено 8 ремонтов. В 2016 году было произведено на нефтяном фонде 1851 ремонт, на нагнетательном - 42 ремонта, на прочих скважинах - 12 ремонтов. За 2015 год на нефтяном фонде было проведено 2352 ремонта, на нагнетательном – 29 ремонтов, на прочих скважинах – 9 ремонтов (рисунок 2.4).

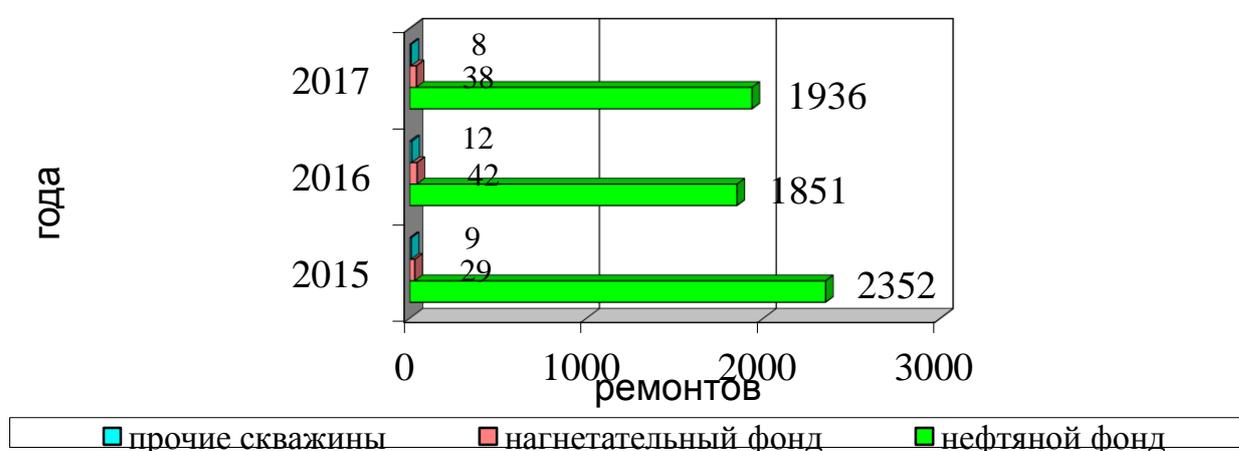


Рисунок 2.4 - Сравнительное соотношение количества ремонтов на нефтяном и нагнетательном фонде

В 2017 году продолжительность 1 ремонта по сравнению с началом анализируемого периода снизилась на 7,5 часов, по сравнению с 2016 годом – на 4,6 часов (рисунок 2.5).

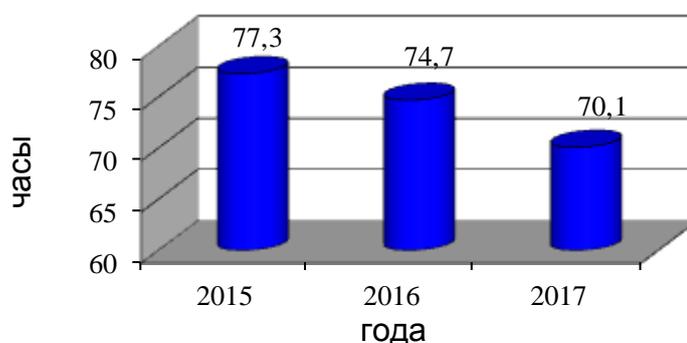


Рисунок 2.5 – Средняя продолжительность 1 ремонта ПРС

Наблюдается небольшое повышение 1 бригадо – часа по сравнению с 2015 г. на 112,9 руб. По сравнению с 2016 г. стоимость 1 бригадо - часа уменьшилась на 391,6 руб. (рисунок 2.6).

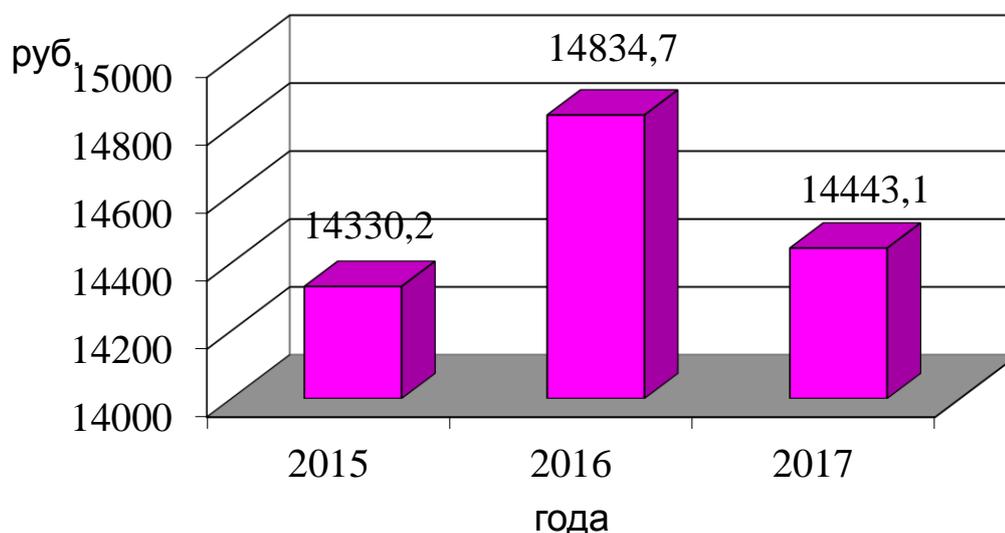


Рисунок 2.6 – Средняя стоимость 1 бригадо – часа

Это объясняется тем, что в 2015 г. Управление выполняло работы по ТРС с меньшим бригадо - часом, а в 2016 и 2017 гг. с бригадо-часом по договору – 14850 руб. и 14450 руб. соответственно.

2.2 Анализ финансового состояния

«Финансовое состояние предприятия характеризуется системой показателей, отражающих состояние капитала в процессе его кругооборота и способность субъекта хозяйствования финансировать свою деятельность на фиксированный момент времени.

Ведущим методом анализа финансово-экономического состояния является расчет финансовых (аналитических) коэффициентов, необходимых различным группам пользователей: акционерам, аналитикам, менеджерам, кредиторам и др. Анализ таких коэффициентов (относительных показателей) - это расчет соотношений между отдельными позициями отчета или позициями разных форм отчетности, определение их взаимосвязей» [1].

«Известны десятки относительных показателей, но для удобства пользования они объединены в несколько групп: ликвидности; платежеспособности; финансовой устойчивости; интенсивности использования ресурсов; деловой активности; характеристики структуры имущества» [10].

«Информационной базой для проведения анализа финансово-экономического состояния предприятия служит бухгалтерская отчетность.

Структура анализа финансово-экономического состояния предприятия состоит из оценки пяти основных блок - параметров:

- 1) состава и структуры баланса;
- 2) финансовой устойчивости предприятия;
- 3) ликвидности и платежеспособности предприятия;
- 4) рентабельности;
- 5) деловой активности.

Реализация этих блоков дает наиболее точную и объективную картину текущего экономического состояния предприятия» [17].

2.2.1 Анализ динамики состава и структуры актива баланса

«Анализ финансового состояния следует начать с общей характеристики состава и структуры актива (имущества) и пассива (обязательств) баланса.

С помощью горизонтального и вертикального анализа можно получить наиболее общее представление об имевших место качественных изменениях в структуре актива, а также динамике этих изменений» [18].

«При оценке динамики состава и структуры актива баланса сначала дается оценка изменения общей стоимости имущества. В качестве критерия в данном случае целесообразно использовать сравнительную динамику показателей изменения активов и полученных в анализируемом периоде количественных (объем реализации) и качественных (прибыль) результатов» [18].

«Сначала оценим динамику роста имущества и сравним ее с динамикой изменения результата деятельности.

Индекс имущества или активов определяется:

$$T_a = A_1/A_0 * 100\% \quad , \quad (1)$$

где T_a – темп изменения активов;

A_1 – сумма активов на конец отчетного периода;

A_0 – сумма активов на начало отчетного периода.

Также изменение активов может быть оценено с точки зрения полученного результата. Результат может быть количественным и качественным.

$$T_v = V_1/V_0 * 100\% \quad , \quad (2)$$

где T_v – темп изменения выручки;

V_1 – выручка на конец отчетного периода;

V_0 – выручка на начало отчетного периода.

$$T_{\pi} = \Pi_1/\Pi_0 * 100\% \quad , \quad (3)$$

где T_{π} – темп изменения прибыли;

Π_1 – прибыль на конец отчетного периода;

Π_0 – прибыль на начало отчетного периода.

Для полученных показателей оптимально соотношение:

$$T_{\pi} > T_v > T_a > 100\% \quad (4)$$

Приведенное соотношение получило название «золотого правила экономики предприятия»: прибыль должна возрастать более высокими темпами, чем объемы реализации и имущества предприятия. Это означает следующее: издержки производства и обращения должны снижаться, а ресурсы предприятия использоваться более эффективно» [19].

На основе приведенного неравенства рассчитаем приведенное соотношение для различных периодов деятельности АО «ИНКОМнефть» (таблица 2.3).

Таблица 2.3 - Количественные и качественные показатели за 2015-2017 гг.

Показатель	Год		
	2015	2016	2017
Темп изменения активов, %	123	181	128
Темп изменения выручки, %	149	145	130
Темп изменения прибыли, %	154	166	4

Таким образом, приведенное в формуле 4 соотношение за каждый рассматриваемый период примет следующий вид:

2015 год: $154 > 149 > 123 > 100\%$

2016 год: $166 > 145 < 181 > 100\%$

2017 год: $4 < 130 > 128 > 100\%$

Как видно из неравенств, «золотое правило экономики» соблюдается только в 2015 г., т.е. в этот период на предприятии прибыль возрастала более высокими темпами, чем объемы реализации и имущества предприятия. Издержки производства и обращения снижались, а ресурсы предприятия использовались более эффективно.

В 2016 г. темпы роста активов опережали темпы роста выручки и темпы роста прибыли, т.е. издержки росли, а прибыль падала.

В 2017 г. темп изменения прибыли предприятия ниже нормативного, что свидетельствует о снижении эффективного использования ресурсов на предприятии.

Финансовые ресурсы трансформируются в активы предприятия. От рациональности размещения финансовых ресурсов в активах предприятия и оптимальности структуры этих активов зависит повышение суммы прибыли, рентабельности предприятия, а, следовательно, улучшение его финансового состояния.

Структура активов характеризует в первую очередь уровень мобильности имущества предприятия, а также позволяет определить, за счет каких элементов эта мобильность обеспечивается, снижается или повышается. От структуры активов непосредственно зависят показатели платежеспособности и финансовой устойчивости предприятия. Кроме того, эта структура оказывает большое влияние на систему показателей, которые принято называть коэффициентами деловой активности. Информация о состоянии активов предприятия, содержащаяся в его балансе дает достаточно основательную базу для их анализа и определения приоритетных направлений вложения финансовых ресурсов.

В приложении Б приведен анализ изменения структуры и динамики активов АО «ИНКОМнефть» за последние 3 года.

Дадим характеристику изменений в мобильной и иммобилизованной частях имущества предприятия (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Структура активов АО «ИНКОМнефть»

Наименование актива	2015 год		2016 год		2017 год		Темп роста (%)	
	Сумма, тыс.р.	У.В., %	Сумма, тыс.р.	У.В., %	Сумма, тыс.р.	У.В., %	2016/2015	2017/2016
Внеоборотные активы	193 995	34,8	529 575	52,4	594 586	46,0	273,0	112,3
Оборотные активы	363 521	65,2	481 913	47,6	697 602	54,0	132,6	144,8
Всего	557 516	100	1011488	100	1292188	100	181,4	127,8

Из данных таблицы 2.4 видно, что в составе имущества преобладают оборотные активы. В 2016 г. их доля в составе имущества была 47,6%, а к концу анализируемого периода она увеличилась до 54%, но наибольший удельный вес они имели в 2015 году и составили 65,2%. Темп роста оборотных активов за 2016 год составил 132,6%, а за 2017 год вырос до 144,8%. Преобладание оборотных активов вызвано увеличением стоимости дебиторской задолженности, это уменьшает платежеспособность предприятия, но возможно создает условия для привлечения новых заказчиков и расширения объема производства и реализации услуг. Наибольший удельный вес в оборотных активах имеет дебиторская задолженность. Величина запасов снизилась с 6,9% до 2,4%.

Вместе с ростом дебиторской задолженности наблюдается увеличение денежных средств. Темп роста денежных средств в 2016 году составил 1180,7%, а в 2017 - 83,2%.

Исходя из финансового критерия, рост оборотных активов предпочтителен для предприятия, т.к. именно они приносят прибыль, однако необходимо иметь достаточный минимум внеоборотных активов. Внеоборотные активы также имеют тенденцию к увеличению: в 2015 г. их доля в составе имущества была 34,8%, а к концу анализируемого периода она увеличилась до 46%, но наибольший удельный вес они имеют в 2016 году и составляют 52,4%. В то же самое время сумма иммобилизованных активов в денежном выражении возросла за счет увеличения стоимости основных средств, отложенных налоговых активов

и доходных вложений в материальные ценности. Во внеоборотных активах наибольший удельный вес имеют основные средства. В 2016 году удельный вес основных фондов в имуществе увеличился почти на 20%, в 2017 году сократился на 23%.

Для наглядности представим данные таблицы 2.4 в виде гистограммы (рисунок 2.7).

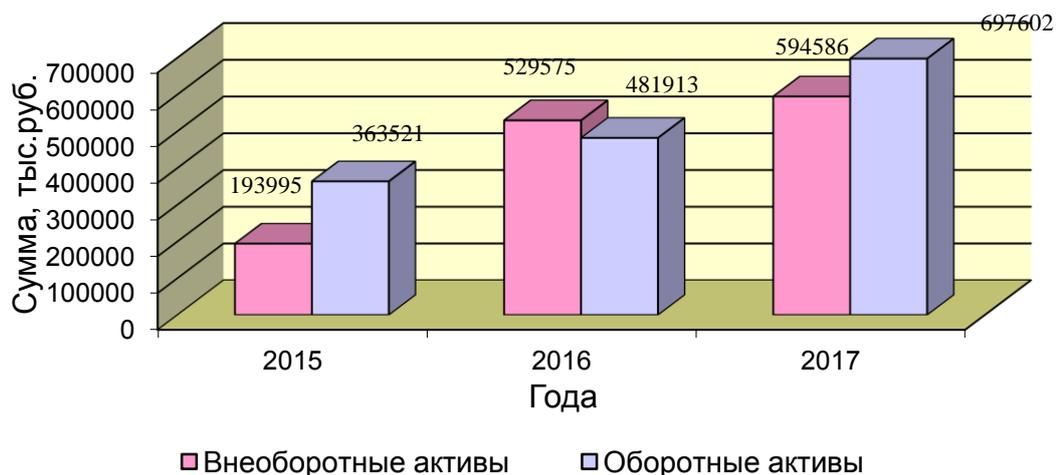


Рисунок 2.7 - Динамика внеоборотных активов и оборотных активов АО «ИНКОМнефть»

«С финансовой точки зрения предпочтительным является рост мобильной части (оборотных активов), именно их оборачиваемость приносит прибыль. Однако кроме финансового критерия существует критерий производственной необходимости – необходимо иметь достаточный минимум внеоборотных активов, поэтому для окончательной оценки изменений необходимо рассчитать показатели вооруженности труда и показатели отдачи» [26].

«Фондовооруженность труда – показатель, характеризующий степень оснащенности труда основными производственными фондами. Данный показатель рассчитывается по формуле:

$$Фв = Сф / Р, \quad (5)$$

где Фв – фондовооруженность, тыс. руб./чел.;

Сф – среднегодовая стоимость основных фондов, тыс. руб.;

Р – среднесписочная численность рабочих, чел.

Фондоотдача - обобщающий показатель, характеризующий использование основных фондов на предприятии (насколько эффективно используются фонды). Данный показатель рассчитывается по формуле:

$$\Phi_o = B / C_{\Phi}, \quad (6)$$

где Φ_o – фондоотдача;

B – выручка от реализации, тыс. руб.» [10].

Данные для расчета фондовооруженности труда и фондоотдачи представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Данные для расчета вооруженности труда и отдачи

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год
1.Среднегодовая стоимость основных фондов, тыс. руб.	190 005	361 785	562 080,5
2.Среднесписочная численность рабочих, чел.	2854	2128	2007
3.Объем производства, тыс.руб.	1 777 480	2 575 400	3 357 435

Рассчитаем фондовооруженность и фондоотдачу за весь анализируемый период и отразим результаты расчетов в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Показатели фондовооруженности труда и фондоотдачи имущества предприятия за 2015-2017 гг.

Показатели	2015 год	2016 год	2017 год
Фондовооруженность, тыс. руб./ чел.	66,6	170	280
Фондоотдача	9,4	7,1	5,9

Более наглядно динамика фондовооруженности и фондоотдачи представлена на рисунке 2.8.

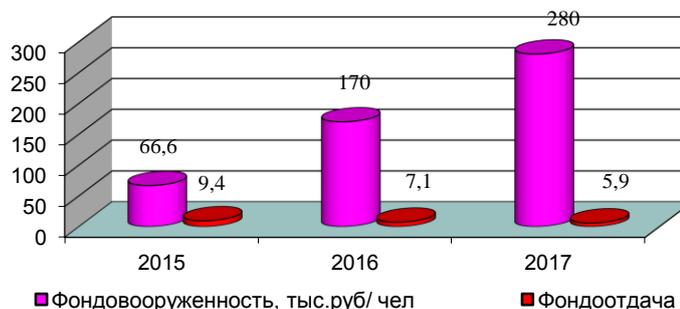


Рисунок 2.8 - Динамика использования основных средств предприятия

Из приведенных расчетов видно, что на конец анализируемого периода фондовооруженность увеличилась на 213,4 тыс. руб./чел, т.е. выросла стоимость основных средств и прочих внеоборотных активов, приходящихся на одного работника. А это в свою очередь характеризуется положительно для предприятия.

Повышение фондоотдачи ведет к относительной экономии основных производственных фондов, что является важным фактором увеличения финансовых результатов деятельности предприятия. Но на нашем предприятии наблюдается обратная ситуация. На конец анализируемого периода фондоотдача снизилась на 3,5, т.е. ресурсы используются неэффективно, что характеризует работу предприятия с отрицательной стороны.

2.2.2 Анализ динамики состава и структуры пассива баланса

«Для общей оценки имущественного потенциала предприятия проводится анализ динамики состава и структуры обязательств (пассива) баланса. Особое внимание уделяется ряду важнейших показателей, характеризующих финансово-экономическое состояние предприятия:

- 1) собственный капитал предприятия;
- 2) заемный капитал;
- 3) долгосрочные заемные средства;
- 4) краткосрочные заемные средства;
- 5) кредиторская задолженность.

При изучении изменений в источниках формирования активов для начала следует оценить изменения источников в части собственных и заемных средств, а затем оценить изменения внутри каждого из них.

От степени оптимальности соотношения собственного и заемного капитала во многом зависят финансовое положение предприятия и его устойчивость» [17].

В приложении В приведены состав и структура источников финансовых ресурсов предприятия АО «ИНКОМнефть», а также их изменение за анализируемый период.

Построим аналитическую таблицу и проанализируем общие изменения в пассиве баланса (таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Структура пассива баланса

Наименование источников	2015 год		2016 год		2017 год		Темп роста, %	
	тыс. р.	У.В., %	тыс. р.	У.В., %	тыс. р.	У.В., %	2016/2015	2017/2016
Собственный капитал	176176	31,6	403080	39,9	412723	31,9	228,8	102,4
Заемный капитал	381340	68,4	608408	60,1	879465	68,1	159,5	144,6
Всего	557516	100	1011488	100	1292188	100	181,4	127,8

Для наглядности представим данные таблицы 2.7 в графической интерпретации (рисунок 2.9).

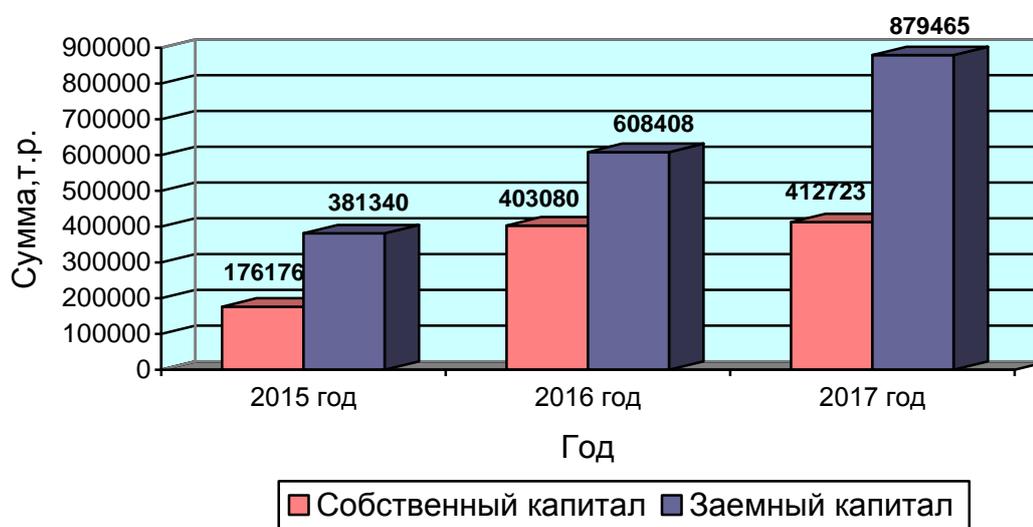


Рисунок 2.9 - Динамика состава пассива баланса АО «ИНКОМнефть» за 2015-2017 гг.

Как видно из расчетов, за 2016 год сумма источников финансовых ресурсов увеличилась на 453972 тыс. руб., а в 2017 году - на 280700 тыс. руб. Темп роста составил 181,4% и 127,8% соответственно. При этом собственные источники в 2016 году также увеличиваются на 226904 тыс. руб., а в 2017 году - на 9643 тыс.

руб. в сравнении с предыдущим годом при темпе роста 228,8% и 102,4% соответственно. Этот рост произошел за счет увеличения нераспределенной прибыли со 173406 тыс. руб. в 2015 г. до 410221 тыс. руб. в 2017 г. Дополнительного выпуска акций, переоценки активов не происходило. В общей структуре баланса собственные средства предприятия составляют 31,9%, что на 8% меньше в сравнении с 2016 г. и на 0,3% больше в сравнении с началом анализируемого периода.

Заемные средства на 2017 год увеличились на 498125 тыс. руб. в сравнении с началом анализируемого периода и заняли лидирующее положение в структуре баланса предприятия и составили почти 70%.

Темп роста заемных источников финансовых ресурсов в 2016 г. составил 159,5%, а в 2017 г. – 144,6%. Наибольший удельный вес во всех заемных средствах занимает кредиторская задолженность (45,5% - в 2015 г., 30,1% - в 2016 году и 44,5% - в конце периода).

Увеличение суммы заемного капитала произошло, в основном, за счет роста кредиторской задолженности, которая увеличилась с 253760 тыс. руб. в начале анализируемого периода до 574922 тыс. руб. в конце. Темп роста кредиторской задолженности составил 120,1% и 188,6% в 2016 и 2017 годах соответственно.

Сумма кредиторской задолженности увеличилась в основном за счет прироста задолженности перед поставщиками и подрядчиками, которая увеличилась со 178310 тыс. руб. в 2015 г. до 410138 тыс. руб. в 2017 г. Темп роста кредиторской задолженности перед поставщиками и подрядчиками за анализируемый период составил 118,8% и 193,6%.

Сумма долгосрочных обязательств на предприятии АО «ИНКОМнефть» за период 2015 - 2017 гг. увеличилась на 12628 тыс. руб. Темп роста долгосрочных обязательств в 2016 г. составил 346,2%, а в 2017 г. – 256,5%. Доля долгосрочных обязательств в общей сумме заемных средств увеличилась с 0,3% в начале анализируемого периода до 1,1% к 2017 году.

К концу анализируемого периода заемный капитал в два раза превышает собственный. Это отрицательная тенденция для предприятия, показывающая рост зависимости предприятия от кредиторов.

2.2.3 Анализ финансовой устойчивости предприятия

«В рыночных условиях, когда хозяйственная деятельность предприятия и его развитие осуществляется за счет самофинансирования, а при недостаточности собственных финансовых ресурсов - за счет заемных средств, важной аналитической характеристикой является финансовая устойчивость предприятия.

Финансовая устойчивость – это определенное состояние счетов предприятия, гарантирующее его постоянную платежеспособность. В результате осуществления какой-либо хозяйственной операции финансовое состояние предприятия может остаться неизменным, либо улучшиться, либо ухудшиться.

На финансовую устойчивость влияет:

- положение предприятия на товарном рынке,
- выпуск и реализация конкурентоспособной и пользующейся спросом продукции,
- степень зависимости от внешних кредиторов,
- наличие неплатежеспособных дебиторов,
- величина и структура издержек производства,
- размер оплаченного уставного капитала, эффективность коммерческих операций,
- состояние имущественного потенциала (соотношение между внеоборотными и оборотными активами),
- уровень профессиональной подготовки производственных и финансовых менеджеров.

Оценка финансовой устойчивости позволяет определить финансовые возможности предприятия на перспективу. Для характеристики финансовой устойчивости используются абсолютные и относительные показатели.

В качестве абсолютных показателей финансовой устойчивости выступают показатели, характеризующие степень обеспеченности запасов и затрат источниками их формирования» [18].

«Источниками средств для формирования запасов и затрат являются: собственные оборотные средства, долгосрочные кредиты и займы, краткосрочные кредиты и займы.

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

1. Наличие собственных оборотных средств. Определяется как разница величины источников собственных средств и величины основных средств и вложений (внеоборотных активов):

$$E_c = I_c - F \quad (7)$$

где E_c - наличие собственных оборотных средств, тыс. руб.;

I_c - источники собственных средств, тыс. руб. (итог разд. III «Капитал и резервы»);

F - основные средства и вложения, тыс. руб. (итог разд. I баланса «Внеоборотные активы»)) [19].

$$E_{c2015} = 176\,176 - 193\,995 = -17\,819 \text{ тыс. руб.}$$

$$E_{c2016} = 403\,080 - 529\,575 = -126\,495 \text{ тыс. руб.}$$

$$E_{c2017} = 412\,723 - 594\,586 = -181\,863 \text{ тыс. руб.}$$

2. «Наличие собственных оборотных средств и долгосрочных заемных источников для формирования запасов и затрат. Определяется как сумма собственных оборотных средств и долгосрочных кредитов и займов:

$$E_T = E_c + K_T = (I_c + K_T) - F \quad (8)$$

где E_T - наличие собственных оборотных средств и долгосрочных заемных источников для формирования запасов и затрат, тыс. руб.;

K_T - долгосрочные кредиты и заемные средства, тыс. руб. (итог разд. IV баланса «Долгосрочные обязательства»)) [26].

$$E_{T2015} = -17\,819 + 1\,603 = -16\,216 \text{ тыс. руб.}$$

$$E_{T2016} = - 126\,495 + 5\,549 = - 120\,946 \text{ тыс. руб.}$$

$$E_{T2017} = - 181\,863 + 14\,231 = - 167\,632 \text{ тыс. руб.}$$

3. «Общая величина основных источников средств для формирования запасов и затрат. Рассчитывается как сумма собственных оборотных средств, долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов:

$$E_{\Sigma} = E_T + K_t = (I_c + K_T + K_t) - F \quad (9)$$

где E_{Σ} - общая величина основных источников средств для формирования запасов и затрат, тыс. руб.;

K_t - краткосрочные кредиты и займы, тыс. руб. (стр. 610, 621, 627 разд. V баланса «Краткосрочные обязательства»)» [26].

$$E_{\Sigma 2015} = - 16\,216 + 304\,225 = 288\,009 \text{ тыс. руб.}$$

$$E_{\Sigma 2016} = - 120\,946 + 509\,876 = 388\,930 \text{ тыс. руб.}$$

$$E_{\Sigma 2017} = - 167\,632 + 699\,699 = 532\,067 \text{ тыс. руб.}$$

«Общая величина основных источников средств для формирования запасов и затрат увеличивалась с каждым годом, а это положительная тенденция.

На основе этих трех показателей, характеризующих наличие источников, которые формируют запасы и затраты для производственной деятельности, рассчитываются величины, дающие оценку размера (достаточности) источников для покрытия запасов и затрат:

1. Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств

$$\pm E_c = E_c - Z \quad (10)$$

где Z - запасы и затраты, тыс. руб. (стр. 210 + стр. 220 разд. II баланса «Оборотные активы»)» [10].

$$\pm E_{c2015} = - 17\,819 - 39\,077 = - 56\,896$$

$$\pm E_{c2016} = - 126\,495 - 49\,799 = - 176\,294$$

$$\pm E_{c2017} = - 181\,863 - 30\,557 = - 212\,420$$

2. Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных и долгосрочных заемных источников формирования запасов и затрат

$$\pm E_T = E_T - Z = (E_c + K_T) - Z \quad (11)$$

$$\pm E_{T2015} = - 16\,216 - 39\,077 = - 55\,293$$

$$\pm E_{T2016} = - 120\,946 - 49\,799 = - 170\,745$$

$$\pm E_{T2017} = - 167\,632 - 30\,557 = - 198\,189$$

3. Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников для формирования запасов и затрат

$$\pm E_{\Sigma} = E_{\Sigma} - Z = (E_c + K_t + K_t) - Z \quad (12)$$

$$\pm E_{\Sigma 2015} = 288\,009 - 39\,077 = 248\,932$$

$$\pm E_{\Sigma 2016} = 388\,930 - 49\,799 = 339\,131$$

$$\pm E_{\Sigma 2017} = 532\,067 - 30\,557 = 501\,510$$

Как видно из приведенных данных, на протяжении всего анализируемого периода на предприятии наблюдался недостаток собственных оборотных средств, оборотных и долгосрочных заемных источников формирования запасов, а так же излишки основных источников для формирования запасов и затрат.

Итак, в течение всего исследуемого периода сумма собственных оборотных средств оставалась меньше суммы запасов и затрат предприятия АО «ИНКОМнефть».

«Показатели обеспеченности запасов и затрат источниками их формирования ($\pm E_c$; $\pm E_t$; $\pm E_{\Sigma}$) являются базой для классификации финансового положения предприятия по степени устойчивости.

В зависимости от степени обеспеченности запасов и затрат источниками финансирования различают четыре типа финансовой устойчивости:

1) Абсолютная устойчивость показывает, что запасы и затраты полностью покрываются собственными оборотными средствами. Предприятие практически не зависит от кредиторов. Такая ситуация относится к крайнему типу финансовой устойчивости и на практике встречается довольно редко. Однако ее нельзя рассматривать как идеальную, т.к. предприятие не использует внешние источники финансирования в своей хозяйственной деятельности.

2) Нормальная устойчивость - предприятие оптимально использует собственные и кредитные ресурсы (затраты и запасы обеспечиваются собственными оборотными средствами и долгосрочными заемными источниками). Текущие активы превышают кредиторскую задолженность.

3) Неустойчивое финансовое состояние характеризуется нарушением платежеспособности: предприятие вынуждено привлекать дополнительные источники покрытия запасов и затрат (запасы и затраты обеспечиваются за счет собственных оборотных средств, долгосрочных заемных источников и краткосрочных кредитов и займов, то есть за счет всех основных источников формирования запасов и затрат), наблюдается снижение доходности производства. Тем не менее еще имеются возможности для улучшения ситуации.

4) Кризисное финансовое состояние - это грань банкротства: наличие просроченных кредиторской и дебиторской задолженностей (затраты не обеспечиваются источниками их формирования) и неспособность погасить их в срок» [17].

Сравнив все 3 показателя с запасами и построив соответствующие неравенства, можно сделать следующие выводы.

На протяжении всего анализируемого периода предприятие имело неустойчивое финансовое состояние. Это состояние характеризуется нарушением платежеспособности и снижением доходности производства, а так же вынуждает предприятие привлекать дополнительные источники покрытия запасов и затрат.

«В условиях рыночной экономики весьма важное значение приобретает финансовая независимость организации от внешних заемных источников. Запас источников собственных средств – это запас финансовой устойчивости организации при том условии, что его собственные средства превышают заемные.

Финансовая устойчивость может быть оценена системой финансовых коэффициентов, разносторонне анализирующих структуру баланса: соотношение собственных и заемных средств, состояние мобильных и иммобилизованных средств организации и так далее. Цель такого набора показателей – оценка степени независимости организации от случайностей, связанных не только с условиями рынка, но и с обычными срывами договоров, неплатежами и др.

Анализ финансовых коэффициентов заключается в сравнении их значений с базисными величинами, а также в изучении их динамики за отчетный период и за несколько лет. В качестве базисных величин могут быть использованы значения

показателей данного предприятия за прошлый год, среднеотраслевые значения показателей, значения показателей наиболее перспективных предприятий. Кроме того, в качестве базы сравнения могут служить теоретически обоснованные или полученные в результате экспертных оценок величины, характеризующие оптимальные или критические (пороговые), с точки зрения устойчивости финансового состояния, значения показателей» [18] .

«Относительными показателями финансовой устойчивости предприятия являются:

1. Коэффициент соотношения заемных и собственных средств. Показывает сколько заемных средств привлекло предприятие на 1 руб. вложенных в активы собственных средств:

$$Kз/с = \frac{Km + Kt}{Ис} \quad (13)$$

где, Ис - источники собственных средств, тыс. руб.

К_м - долгосрочные кредиты и заемные средства, тыс. руб.

К_т - краткосрочные кредиты и займы, тыс. руб» [10].

2. Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств. Показывает сколько долгосрочных обязательств приходится на 1 руб. краткосрочных.

$$K \partial / \kappa = \frac{Km}{Kt} \quad (14)$$

3. Коэффициент маневренности. Характеризует способность предприятия поддерживать уровень собственного оборотного капитала и пополнять оборотные средства за счет собственных источников

$$Kм = \frac{Ec}{Ис} = \frac{(Ис - F)}{Ис} \quad (15)$$

где Ec - наличие собственных оборотных средств, тыс. руб.;

F - основные средства и вложения, тыс. руб.

4. Коэффициент обеспеченности собственными средствами. Показывает

наличие у предприятия собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости.

$$Ko = \frac{Ec}{Ra} \quad (16)$$

где Ra - общая величина оборотных средств предприятия, тыс. руб.

Полученные значения для удобства проведения анализа занесем в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Показатели финансовой устойчивости АО «ИНКОМнефть» в период с 2015- 2017 гг.

Коэффициент	Нормативное значение	Значение		
		2015 г.	2016 г.	2017 г.
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	< 0,7	1,7	1,3	1,7
Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств	>0	0,005	0,01	0,02
Коэффициент маневренности	0,2 ... 0,5	-0,1	-0,3	-0,4
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	≥0,1	-0,05	-0,3	-0,3

Графическая интерпретация данных таблицы представлена на рисунке 2.10.

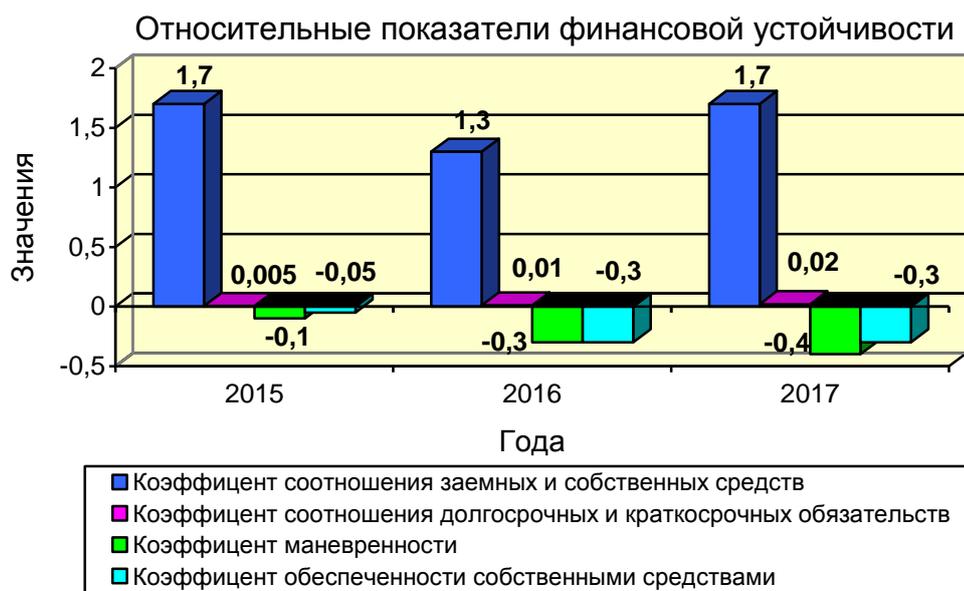


Рисунок 2.10 - Динамика показателей финансовой устойчивости

Анализ относительных показателей финансовой устойчивости показал, что в начале анализируемого периода на предприятии АО «ИНКОМнефть» коэффициент соотношения заемных и собственных средств был равен 1,7 и снизился к 2016 г. до 1,3, а в 2017 г. снова увеличился до уровня 2015 г. при нормативном ограничении 0,7. Это негативное явление для предприятия, ему необходимо уменьшать сумму заемных средств, так как показатель имеет кризисное значение. Это свидетельствует о том, что финансовая зависимость предприятия от внешних инвесторов значительно повысилась и понизилась его рыночная устойчивость.

Значение коэффициента соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств выше нормативного. Кроме того, наблюдался рост данного показателя с 0,005 в 2015 г. до 0,02 в 2017 г., а это означает, что предприятие испытывало меньше текущих финансовых затруднений.

Коэффициент маневренности показывает, какая часть собственных средств предприятия находится в мобильной форме, позволяющей относительно свободно маневрировать этими средствами. Высокие значения коэффициента маневренности положительно характеризуют финансовое состояние. На предприятии АО «ИНКОМнефть» этот коэффициент за весь анализируемый период имеет отрицательные значения, что говорит об острой нехватке собственных оборотных средств.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами для предприятия АО «ИНКОМнефть» на протяжении всего анализируемого периода имеет критическое значение. Низкое значение этого коэффициента говорит об уменьшении финансовой устойчивости предприятия. Имея на балансе значительную по величине стоимость оборотных активов, предприятие не обладает необходимым количеством собственных оборотных средств и не может проводить независимую финансовую политику.

Таким образом, динамика коэффициентов финансовой устойчивости подтверждает выводы анализа финансовой устойчивости предприятия на основе абсолютных показателей. Проведя вышеизложенный анализ финансовой

устойчивости АО «ИНКОМнефть» можно сказать, что в целом по предприятию складываются отрицательные тенденции в общем финансовом состоянии.

2.2.4 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия

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

Платежеспособность предприятия определяется его возможностью и способностью своевременно и полностью выполнять платежные обязательства, вытекающие из торговых, кредитных и иных операций денежного характера. Платежеспособность влияет на формы и условия коммерческих сделок, в том числе и на возможность получения кредита.

Ликвидность предприятия определяется способностью предприятия быстро и с минимальным уровнем финансовых потерь преобразовывать свои активы (имущество) в денежные средства. Она характеризуется также наличием у него ликвидных средств в форме остатка денег в кассе, денежных средств на счетах в банках и легко реализуемых элементов оборотных активов. Неспособность предприятия погасить свои долговые обязательства перед поставщиками, кредиторами, акционерами и государством приводит к его финансовой несостоятельности (банкротству).

Улучшение платежеспособности предприятия неразрывно связано с политикой управления оборотными активами и текущими пассивами.

Для оценки платежеспособности и ликвидности могут быть использованы следующие приемы:

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

Главная задача оценки ликвидности баланса – определить величину покрытия обязательств предприятия его активами, срок превращения которых в денежную форму соответствует сроку погашения обязательств» [26] .

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

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

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

A1 – наиболее ликвидные активы. К ним относятся денежные средства предприятия и краткосрочные финансовые вложения (стр. 260 + стр.250);

A2 – быстрореализуемые активы. Дебиторская задолженность и прочие активы (стр.240 + стр.270);

A3 – медленно реализуемые активы. К ним относятся статьи из раздела II баланса «Оборотные активы» (стр.210 + стр.220 – стр.216) и статья «Долгосрочные финансовые вложения» из раздела I баланса «Внеоборотные активы» (стр.140);

A4 – труднореализуемые активы. Это статьи раздела I баланса «Внеоборотные активы» (стр.110 + стр.120 – стр.140).

Группировка пассивов происходит по степени срочности их возврата:

П1 – наиболее краткосрочные обязательства. К ним относятся статьи «Кредиторская задолженность» и «Прочие краткосрочные пассивы» (стр.620 + стр. 660);

П2 – краткосрочные пассивы. Раздел V баланса «Краткосрочные обязательства» (стр.610 + стр.630 + стр.640 + стр.650 + стр.660);

П3 – долгосрочные пассивы. Долгосрочные кредиты и заемные средства (стр.510 + стр.520);

П4 – постоянные пассивы. Статьи раздела III баланса «Капитал и резервы» (стр.490 - стр.216).

При определении ликвидности баланса, группы актива и пассива сопоставляются между собой» [10] .

«Условия абсолютной ликвидности баланса:

$$\begin{cases} A1 \geq П1 \\ A2 \geq П2 \\ A3 \geq П3 \\ A4 \leq П4 \end{cases} \quad (17)$$

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 ($E_c = Ис - F$). Если любое из неравенств имеет знак, противоположный зафиксированному в оптимальном варианте, то ликвидность баланса отличается от абсолютной» [17] .

Оценим ликвидность баланса за анализируемый период (таблица 2.9).

Таблица 2.9 - Оценка ликвидности баланса

В тысячах рублей

2015 г.		2016 г.		2017 г.	
Актив	Пассив	Актив	Пассив	Актив	Пассив
A1 – 336	П1 – 253760	A1 – 3967	П1 – 304821	A1 – 3302	П1 – 576611
A2 – 324108	П2 – 125977	A2 – 428147	П2 – 298038	A2 – 663743	П2 – 290312
A3 – 42701	П3 – 0	A3 – 47351	П3 – 0	A3 – 29021	П3 – 0
A4 – 176081	П4 – 174414	A4 – 511110	П4 – 400106	A4 – 351458	П4 – 411161

Сопоставим полученные данные с условием абсолютной ликвидности (таблица 2.10).

Таблица 2.10 - Сопоставление групп ликвидности актива и пассива баланса

Условие абсолютной ликвидности	2015 г.	2016 г.	2017 г.
$A1 \geq П1$	336 < 253760	3967 < 304821	3302 < 576611
$A2 \geq П2$	324108 > 125977	428147 > 298038	663743 > 290312
$A3 \geq П3$	42701 > 0	47351 > 0	29021 > 0
$A4 \leq П4$	176081 > 174414	511110 > 400106	351458 < 411161

«Как видно из таблицы 2.10, условие абсолютной ликвидности не соблюдается ни в один из периодов, поскольку наиболее ликвидные средства и быстрореализуемые активы не покрывают даже наиболее срочных обязательств, что позволяет сделать вывод о неплатежеспособности предприятия. Сравнение АЗ и ПЗ отражает перспективную ликвидность, на ее основе прогнозируется долгосрочная ориентировочная платежеспособность. В данном случае, можно говорить о возможностях платежеспособности предприятия в долгосрочной перспективе» [19].

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

1. Коэффициент абсолютной ликвидности – отношение величины наиболее ликвидных активов (денежные средства и краткосрочные ценные бумаги) к сумме наиболее срочных обязательств и краткосрочных пассивов (кредиторская задолженность и прочие пассивы; ссуды, не погашенные в срок; краткосрочные кредиты и заемные средства). Показывает, какую часть краткосрочной задолженности предприятие может погасить в ближайшее время за счет имеющейся денежной наличности. Характеризует платежеспособность предприятия на дату составления баланса» [18]. Чем выше его величина, тем больше гарантия погашения долгов. Формула расчета имеет вид:

$$Ka.l = \frac{A1}{П1 + П2} \quad (18)$$

2. «Коэффициент критической (срочной) ликвидности – отношение суммы денежных средств и краткосрочных финансовых вложений и мобильных средств в расчетах с дебиторами к текущим пассивам. Отражает прогнозируемые возможности предприятия при условии своевременного проведения расчетов с дебиторами. Формула расчета коэффициента критической ликвидности имеет вид:

$$Kc.l = \frac{A1 + A2}{П1 + П2} \quad (19)$$

3. Коэффициент текущей ликвидности (покрытия) – отношение стоимости всех оборотных (мобильных) средств предприятия к величине краткосрочных обязательств. Отражает достаточность оборотных средств предприятия, которые могут быть использованы им для погашения своих краткосрочных обязательств. Характеризует запас прочности, возникающей вследствие превышения ликвидного имущества над имеющимися обязательствами» [10]. Формула расчета коэффициента имеет вид:

$$K_{т.л} = \frac{A1 + A2 + A3}{П1 + П2} \quad (20)$$

Так как коэффициент текущей ликвидности ниже нормативного, а доля собственного оборотного капитала в формировании оборотных активов меньше норматива, то определяется коэффициент восстановления платежеспособности (Кв.п.) за период, равный шести месяцам:

$$K_{в.п} = \frac{K_{т.л} + 6/T(K_{т.л1} - K_{т.л0})}{K_{т.л.норм}} \quad (21)$$

где $K_{т.л1}$ и $K_{т.л0}$ - соответственно фактическое значение коэффициента ликвидности в конце и начале отчетного периода;

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

$K_{т.л.норм} = 2$;

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

T - отчетный период, мес.

Занесем все коэффициенты в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Показатели платежеспособности

Коэффициент	Нормативное значение коэффициента	Значение		
		2015 г.	2016 г.	2017 г.
Коэффициент абсолютной ликвидности	$\geq 0,2-0,5$	0,001	0,007	0,004
Коэффициент критической (срочной) ликвидности	$\geq 0,5-1,0$	0,9	0,7	0,8
Коэффициент текущей ликвидности	≥ 2	1	0,8	0,8
Коэффициент восстановления	≥ 1	-	-	0,4

Для удобства восприятия данных таблицы 2.11, представим их в графической форме (рисунок 2.11).

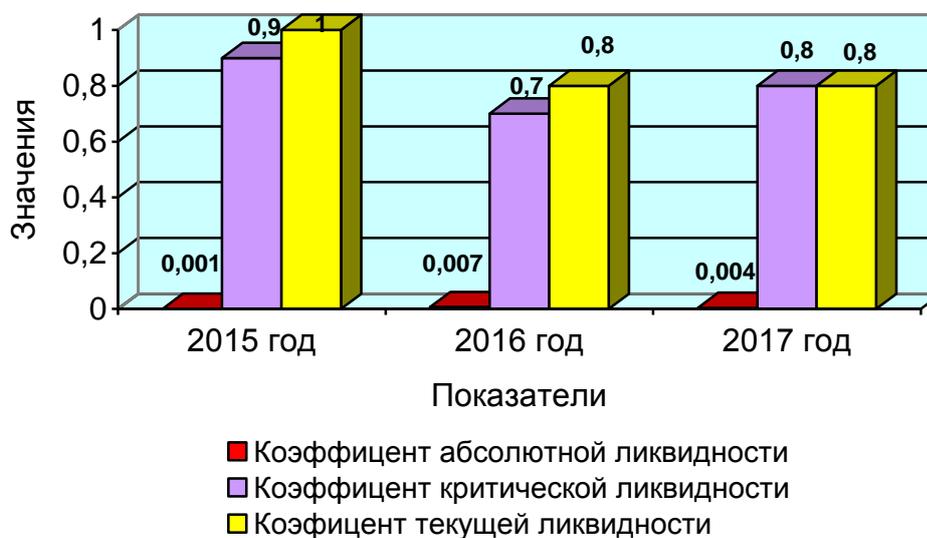


Рисунок 2.11 - Коэффициенты ликвидности АО «ИНКОМнефть» в динамике за 2015-2017 гг.

Из данных таблицы 2.11 видим, что коэффициент абсолютной ликвидности в течение всего анализируемого периода намного ниже нормативного значения, что может вызывать недоверие к данной организации со стороны поставщиков. Это значит, что в конце 2017 года только 0,04% (из необходимых 20%) краткосрочных обязательств предприятия, может быть немедленно погашено за счет денежных средств и краткосрочных финансовых вложений.

Значение коэффициента срочной ликвидности АО «ИНКОМнефть» входит в интервал нормативного значения, что говорит об удовлетворительном уровне оборачиваемости дебиторской задолженности и позволяет сделать вывод о достаточных платежных возможностях предприятия.

Значение коэффициента текущей ликвидности ниже нормативного, что говорит о недостаточном наличии оборотных средств, что, в свою очередь, свидетельствует о несостоятельности предприятия покрыть свои краткосрочные обязательства. Данный показатель не обеспечивает необходимого резервного запаса для компенсации убытков, которые может понести предприятие при размещении и ликвидации всех оборотных активов, кроме наличности.

Кроме того, низкое значение коэффициента восстановления (Кв.п. < 1)

свидетельствует о невозможности предприятия восстановить свою платежеспособность в ближайшее время (6 месяцев).

Итак, почти все коэффициенты ликвидности в АО «ИНКОМнефть» ниже нормативных значений, следовательно, предприятие не платежеспособно и финансово неустойчиво.

2.2.5 Оценка деловой активности предприятия

«Анализ деловой активности позволяет охарактеризовать результаты и эффективность текущей основной производственной деятельности предприятия. Деловую активность предприятия можно представить как систему качественных и количественных критериев.

Качественные критерии – это широта рынков сбыта, 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.

Относительные показатели деловой активности характеризуют уровень эффективности использования ресурсов» [10] .

«К показателям деловой активности относятся:

1. Производительность труда. Рост показателя свидетельствует о повышении эффективности использования трудовых ресурсов.

$$П_{\text{т}} = V / Ч_{\text{п}} \quad (22)$$

где V - выручка от реализации продукции (работ, услуг);

$Ч_{\text{п}}$ - среднесписочная численность работников» [17].

$$П_{\text{т}2015} = 622,8 \quad П_{\text{т}2016} = 1210,2 \quad П_{\text{т}2017} = 1672,9$$

2. Фондоотдача производственных фондов. Показывает, сколько на 1 рубль стоимости внеоборотных активов реализовано продукции.

$$\Phi = V / F_{\text{cp}} \quad (23)$$

где F_{cp} - средняя за период стоимость внеоборотных активов.

$$\Phi_{2015} = 9,4 \quad \Phi_{2016} = 7,1 \quad \Phi_{2017} = 5,9$$

3. Коэффициент общей оборачиваемости капитала. Общий коэффициент оборачиваемости отражает эффективность использования всех имеющихся в распоряжении предприятия средств, вне зависимости от их источников. Он определяет, сколько раз за период совершается полный цикл производства и обращения, приносящий прибыль.

$$O_{\text{к}} = V / B_{\text{cp}} \quad (24)$$

где B_{cp} – средний за период итог баланса.

$$O_{\text{к}2015} = 3,5 \quad O_{\text{к}2016} = 3,3 \quad O_{\text{к}2017} = 2,9$$

4. Коэффициент оборачиваемости оборотных средств. Между оборотными средствами и объемом реализации существует определенная зависимость. Слишком малый объем оборотных средств ограничивает сбыт, слишком большой - свидетельствует о недостаточно эффективном использовании оборотных средств.

$$O_{\text{об}} = V / Ra_{\text{cp}} \quad (25)$$

где Ra_{cp} - средняя за период величина оборотных активов.

$$O_{\text{об}2015} = 5,6 \quad O_{\text{об}2016} = 6,1 \quad O_{\text{об}2017} = 5,6$$

5. Коэффициент оборачиваемости материальных оборотных средств – скорость оборота запасов и затрат, т.е. число оборотов за отчетный период, за который материальные оборотные средства превращаются в денежную форму.

$$O_{\text{мср}} = V / Z_{\text{cp}} \quad (26)$$

где Z_{cp} - средняя за период величина запасов и затрат.

$$O_{\text{мср}2015} = 36,4 \quad O_{\text{мср}2016} = 58 \quad O_{\text{мср}2017} = 83,6$$

6. Средний срок оборота материальных оборотных средств – продолжительность оборота материальных средств за отчетный период.

$$C_{\text{мср}} = 365 / O_{\text{мср}} \quad (27)$$

$$C_{Mcp2015} = 10 \quad C_{Mcp2016} = 6,3 \quad C_{Mcp2017} = 4,4$$

7. Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности. Показывает число оборотов за период коммерческого кредита, предоставленного предприятием. При ускорении оборачиваемости происходит снижение значения показателя, что свидетельствует об улучшении расчетов с дебиторами.

$$O_{д/з} = V / га_{cp} \quad (28)$$

где $га_{cp}$ - средняя за период величина дебиторской задолженности.

$$O_{д/з2015} = 6,7 \quad O_{д/з2016} = 6,7 \quad O_{д/з2017} = 6,2$$

8. Средний срок оборота дебиторской задолженности. Показатель характеризует продолжительность одного оборота дебиторской задолженности в днях.

$$C_{д/з} = 365 / O_{д/з} \quad (29)$$

$$C_{д/з2015} = 54,5 \quad C_{д/з2016} = 54,5 \quad C_{д/з2017} = 58,9$$

9. Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности. Показывает скорость оборота задолженности предприятия, ускорение неблагоприятно сказывается на ликвидности предприятия.

$$O_{к/з} = V / гр_{cp} \quad (30)$$

где $гр_{cp}$ - средняя за период величина кредиторской задолженности.

$$O_{к/з2015} = 6,4 \quad O_{к/з2016} = 9,2 \quad O_{к/з2017} = 7,6$$

10. Продолжительность оборота кредиторской задолженности. Показывает период, за который предприятие покрывает срочную задолженность.

$$C_{к/з} = 365 / O_{к/з} \quad (31)$$

$$C_{к/з2015} = 57 \quad C_{к/з2016} = 39,7 \quad C_{к/з2017} = 48$$

11. Коэффициент оборачиваемости собственного капитала. Отражает активность собственных средств или активность денежных средств, которыми рискуют акционеры или собственники предприятия.

$$O_{ск} = V / Ис_{cp} \quad (32)$$

где $Ис_{cp}$ - средняя за период величина собственного капитала и резервов.

$$O_{ск2015} = 15 \quad O_{ск2016} = 8,9 \quad O_{ск2017} = 8,2$$

12. Продолжительность операционного цикла. Характеризует общее время, в течение которого финансовые ресурсы находятся в материальных средствах и дебиторской задолженности.

$$\text{Ц}_o = \text{C}_{\text{д/з}} + \text{C}_{\text{Мср}} \quad (33)$$

$$\text{Ц}_{o2015} = 64,5 \quad \text{Ц}_{o2016} = 60,8 \quad \text{Ц}_{o2017} = 63,3$$

13. Продолжительность финансового цикла – время, в течение которого финансовые ресурсы отвлечены из оборота.

$$\text{Ц}_ф = \text{Ц}_o - \text{C}_{\text{к/з}} \quad (34)$$

$$\text{Ц}_{ф2015} = 7,5 \quad \text{Ц}_{ф2016} = 21,1 \quad \text{Ц}_{ф2017} = 15,3$$

Занесем все расчеты в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Система показателей деловой активности АО «ИНКОМнефть» в период с 2015 – 2017 г.г.

Показатели	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Выручка от реализации, тыс. руб.	1777480	2575400	3357435
В % к 2007 году	100	144,9	188,9
Чистая прибыль, тыс. руб.	136840	226906	9643
В % к 2007 году	100	165,8	7,1
Производительность труда, тыс. руб./чел	622,8	1210,2	1672,9
Фондоотдача производственных фондов	9,4	7,1	5,9

Продолжение таблицы 2.12

Коэффициент общей оборачиваемости капитала	3,5	3,3	2,9
Коэффициент оборачиваемости оборотных средств	5,6	6,1	5,6
Коэффициент оборачиваемости материальных оборотных средств	36,4	58	83,6
Средний срок оборота материальных оборотных средств	10	6,3	4,4
Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	6,7	6,7	6,2
Средний срок оборота дебиторской задолженности	54,5	54,5	58,9
Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности	6,4	9,2	7,6
Продолжительность оборота кредиторской задолженности	57	39,7	48
Коэффициент оборачиваемости собственного капитала	15	8,9	8,2
Продолжительность операционного цикла	64,5	60,8	63,3
Продолжительность финансового цикла	7,5	21,1	15,3

Как видно из таблицы 2.12, каждый последующий год выручка от реализации в среднем увеличивается на 40 %. Это говорит о быстром наращивании предприятием темпов оборота в анализируемом периоде.

Рост показателя производительность труда в течение всего анализируемого периода свидетельствует о повышении эффективности использования трудовых ресурсов.

Фондоотдача производственных фондов в течение всего анализируемого периода постоянно понижалась, а это свидетельствует о снижении эффективности использования основных средств и прочих внеоборотных активов.

Деловая активность предприятия проявляется, прежде всего, в скорости оборота его средств. Коэффициент общей оборачиваемости капитала отражает скорость оборота (в количестве оборотов за период) всего капитала предприятия. Исходя из таблицы 2.12 видно, что на протяжении всего анализируемого периода, наблюдается снижение коэффициента общей оборачиваемости капитала. Это говорит о том, что снижается эффективность использования и скорость оборота всего имущества предприятия.

Скорость оборота оборотных средств предприятия в период с 2015 по 2016гг. увеличилась с 5,6 до 6,1, но к 2017 г. снизилась до уровня 2015 г. Это означает, что в 2017 г. предприятие с каждого вида актива получает столько же, сколько получало в 2015 г., т.е. скорость оборота материальных и денежных средств предприятия уменьшилась, что является неблагоприятной тенденцией.

Напротив, оборачиваемость запасов и затрат в течение трех рассматриваемых лет стабильно росла, т.е. наблюдается положительная тенденция к росту числа оборотов за отчетный период, за который материальные оборотные средства превращаются в денежную форму. Другими словами, материальные оборотные средства в 2015 г. превращались в денежную форму 36 раз, а к 2017 г. – 84 раза.

Средний срок оборота материальных оборотных средств за анализируемый период стабильно снижался. В 2015 г. продолжительность оборота составила 10 дней, в 2016 г. – 6 дней, а в 2017 г. – 4 дня.

Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности показывает

расширение или снижение коммерческого кредита, предоставляемого предприятием. С 2015 по 2017 гг. происходит снижение этого показателя, что положительно характеризует предприятие, т.к. при этом наблюдается ускорение расчетов с дебиторами.

Средний срок оборота дебиторской задолженности характеризует средний срок погашения дебиторской задолженности. Из расчета видно, что срок погашения дебиторской задолженности увеличивается, что отрицательно сказывается на деятельности предприятия.

Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности характеризует скорость оборота задолженности предприятия. Значение коэффициента оборачиваемости кредиторской задолженности в 2017 г. по сравнению с 2016 г. снизилось с 9,2 до 7,6, что неблагоприятно сказывается на ликвидности предприятия.

Продолжительность оборота кредиторской задолженности отражает средний срок возврата долгов предприятия. Ускорение оборачиваемости, т.е. снижение периода с 57 до 48 дней характеризуется как неблагоприятная тенденция, значит предприятие медленнее использует привлеченные со стороны средства.

Коэффициент оборачиваемости собственного капитала показывает скорость оборота собственного капитала, что для акционерных обществ означает активность средств, которыми рискуют акционеры. На предприятии АО «ИНКОМнефть» этот коэффициент понизился с 15 в 2015 году до 8,2 - в конце анализируемого периода. Снижение этого коэффициента свидетельствует о понижении эффективности используемого собственного капитала.

Продолжительность операционного цикла снизилась с 64,5 до 63,3 дней, т.е. время, в течение которого финансовые ресурсы находятся в материальных средствах и дебиторской задолженности, снизилось, что благоприятно для функционирования предприятия.

Продолжительность финансового цикла увеличилась с 7,5 до 15,3 дней, т.е. время, в течение которого финансовые ресурсы отвлечены из оборота, выросло, что неблагоприятно для функционирования предприятия. Необходимо стремиться

к сокращению финансового цикла, т.е. к сокращению операционного цикла и замедлению срока оборота кредиторской задолженности до приемлемого уровня.

Динамика показателей оборачиваемости и продолжительности оборота наглядно представлена на рисунках 2.12 и 2.13.

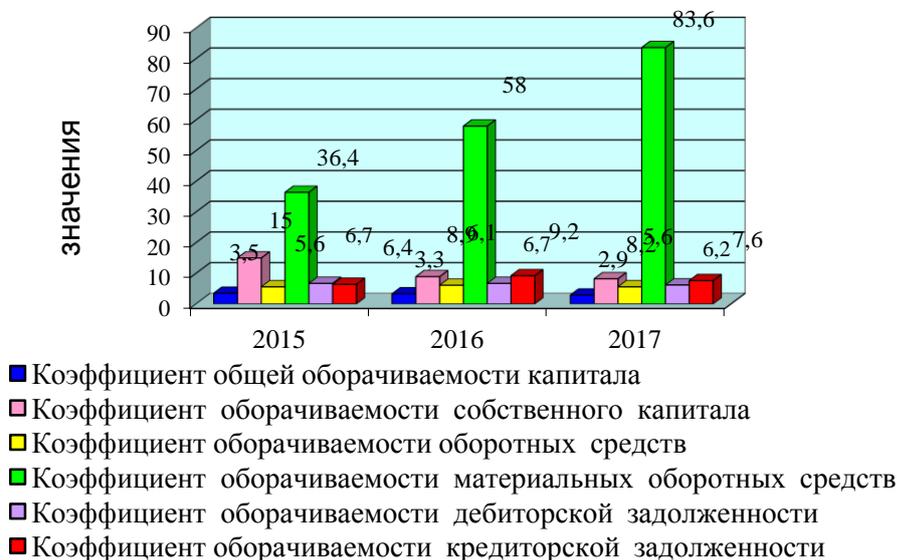


Рисунок 2.12 – Динамика показателей оборачиваемости

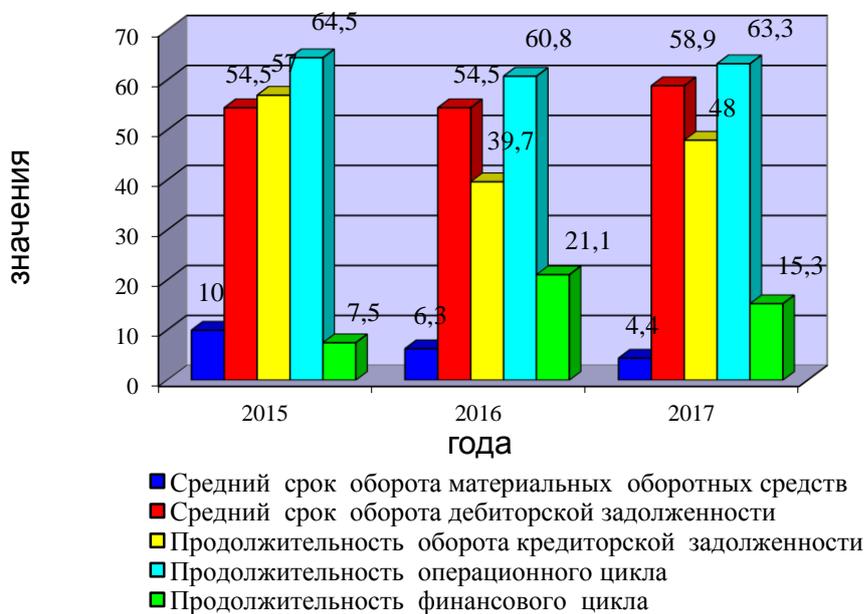


Рисунок 2.13 – Динамика продолжительности оборота

В целом показатели деловой активности свидетельствуют о снижении эффективности текущей основной производственной деятельности предприятия.

2.2.6 Анализ финансовых результатов и рентабельности предприятия

Анализ финансовых результатов – важнейшее звено в деятельности любого предприятия.

Прибыль, как финансовый результат, является основным результатом экономической деятельности предприятия, и ее увеличение несет положительный эффект, а использование прибыли, формирование специальных фондов показывает политику предприятия, например, увеличение отчислений в фонд накопления позволяет в дальнейшем расширить масштабы производства, а фонд потребления косвенно способствует увеличению производительности труда. Прибыль характеризует эффективность хозяйственной деятельности предприятия и является источником финансирования его дальнейшего развития.

Из данных сравнительного аналитического отчета о прибылях и убытках (приложение Г) следует, что выручка в 2016 году увеличилась на 144,9%. На 136,4% увеличилась себестоимость. В 2017 году темп роста выручки составил 130,4%, а себестоимости – 146,9%. Выручка и себестоимость увеличиваются медленнее, чем имущество предприятия, что свидетельствует о более эффективном использовании финансовых ресурсов. Увеличение стоимости материалов, электроэнергии привело к росту себестоимости.

Прибыль от реализации в 2017 году по сравнению с предыдущим годом катастрофически снизилась со 194,1% до 23%.

Для анализа прибыльности деятельности предприятия используются показатели рентабельности.

«Рентабельность - один из основных качественных показателей эффективности производства на предприятии, характеризующий уровень отдачи затрат и степень использования средств в процессе производства и реализации продукции (работ, услуг). Если деловая активность предприятия в финансовой сфере проявляется, прежде всего, в скорости оборота ресурсов, то рентабельность предприятия показывает степень прибыльности его деятельности.

Являясь показателем эффективности, рентабельность определяется

соотношением результата и затрат. В качестве результата в данном случае используется тот или иной показатель прибыли. А затраты могут быть представлены себестоимостью, стоимостью имущества или отдельных его видов, размером авансируемого капитала. Поэтому основные показатели рентабельности можно объединить в следующие группы:

- показатели доходности продукции. Рассчитываются на основе выручки от реализации продукции (работ, услуг) и затрат на производство (рентабельность продаж, рентабельность основной деятельности);
- показатели доходности имущества предприятия. Формируются на основе расчета уровня рентабельности, в зависимости от изменения размера имущества (рентабельность всего капитала);
 - показатели доходности используемого капитала. Рассчитываются на базе инвестируемого капитала (рентабельность собственного капитала)» [19].

В таблице 2.13 представлены финансовые показатели деятельности предприятия за 2015-2017 гг.

Таблица 2.13 - Финансовые показатели деятельности

тыс. руб.

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год
Выручка от реализации	1777480	2575400	3357435
Себестоимость продукции	1515323	2066733	3036402
Прибыль от реализации	147612	286563	65873
Чистая прибыль	136840	226906	9643

Рассчитаем показатели рентабельности для исследуемого предприятия.

1. Рентабельность продаж. Показывает доходность реализации, т.е. на сколько рублей нужно реализовать продукции, чтобы получить 1 рубль прибыли. Рост рентабельности продаж является следствием роста цен при постоянных затратах на производство реализованной продукции (работ, услуг) или снижение затрат на производство при постоянных ценах.

$$Rn = \frac{Pp}{V} \times 100\% \quad (35)$$

где Pp - прибыль от реализации продукции (работ, услуг), тыс. руб. (ф. №2, стр. 050);

V - выручка от реализации продукции (работ, услуг), тыс. руб.

2. Рентабельность реализованной продукции. Показывает прибыль от понесенных затрат на производство продукции.

$$Rp = \frac{Pp}{3} \times 100\% \quad (36)$$

где 3 - себестоимость реализации продукции (работ, услуг), тыс. руб. (ф. №2, стр.020).

3. Рентабельность всего капитала предприятия. Определяет эффективность всего имущества предприятия.

$$Rk = \frac{Pч}{Bcp} \times 100\% \quad (37)$$

где $Pч$ - чистая прибыль, после уплаты налога на прибыль, тыс. руб. (ф. №2, стр. 190);

Bcp - средний за период итог баланса, тыс. руб.

4. Рентабельность собственного капитала. Отражает эффективность использования средств, принадлежащих собственникам предприятия. Основной критерий при оценке уровня котировки акций на бирже.

$$R_{ск} = \frac{Pч}{Ис_{cp}} \times 100\% \quad (38)$$

где $Ис_{cp}$ - средняя величина собственного капитала и резервов, тыс. руб.

Занесем все расчеты в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Показатели рентабельности предприятия за 2015-2017 гг.

Показатель	Значение		
	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Рентабельность продаж	8	11	2

Рентабельность реализованной продукции	9,7	13,9	2,2
Рентабельность всего капитала	27	28,9	0,8
Рентабельность собственного капитала	115,5	78,3	2,4

Более наглядно данные таблицы 2.14 представлены на рисунке 2.14.

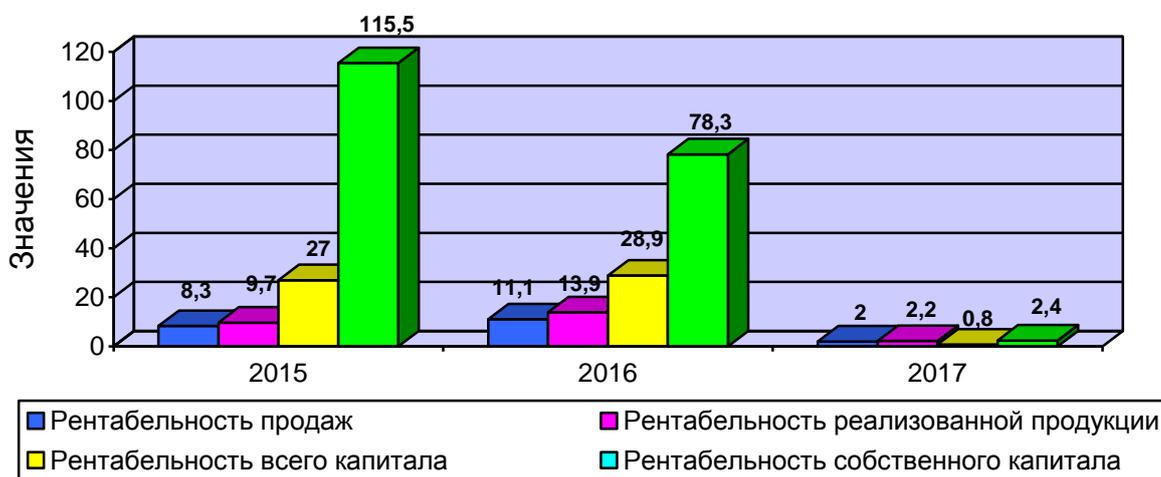


Рисунок 2.14 – Динамика показателей рентабельности за 2015-2017 гг.

Из таблицы 2.14 видно, что рентабельность продаж в 2015 году составила 8%, то есть в каждом рубле выручки 8 копеек прибыли. В 2016 году этот показатель вырос до 11%. Уменьшение показателя в 2017 году до 2% связано с ростом затрат на производство. Рентабельность продаж показывает очень низкий процент оборотных средств, что говорит о низкой стоимости услуг. Предприятию необходимо увеличить стоимость и объем предоставляемых услуг.

Рентабельность реализованной продукции в 2015 году составила 9,7%. В 2008 году показатель составил 13,9%, что на 4,2 процентных пункта выше, чем в предыдущем году. В 2017 году коэффициент составил 2,2%, что на 11,7 процентных пункта ниже, чем в предыдущем году. Понижение рентабельности реализованной продукции говорит о неэффективной работе предприятия.

Рентабельность всего капитала предприятия показывает, сколько денежных единиц потребовалось предприятию для получения одной денежной единицы прибыли, независимо от источников привлечения этих средств. На предприятии АО «ИНКОМнефть» этот показатель снизился с 27% в начале анализируемого периода до 0,8% - в конце, т.е. можно говорить о понижении эффективности

использования всего имущества предприятия.

Рентабельность собственного капитала показывает, сколько денежных единиц чистой прибыли заработала каждая денежная единица, вложенная собственниками компании, его принято сравнивать со значением ставки рефинансирования. Рентабельность собственного капитала в АО «ИНКОМнефть» на протяжении трех исследуемых лет уменьшается. Данный показатель составил в 2015 году 115,5%, в 2016 – 78,3%, в 2017 – 2,4%. Низкий уровень рентабельности собственного капитала позволяет сделать вывод о снижении эффективности использования средств, принадлежащих собственникам предприятия к концу отчетного периода.

Таким образом, исходя из рассчитанных показателей рентабельности можно сделать вывод, что на протяжении трех анализируемых лет на предприятии доходность реализации продукции, эффективность использования всего имущества предприятия и в частности собственного капитала снижались.

2.3 Анализ затратности функционирования предприятия

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

Для проведения анализа затратности функционирования предприятия необходимо произвести анализ себестоимости продукции, работ и услуг.

Себестоимость отражает величину текущих затрат, имеет производственный и некапитальный характер, также является экономической формой возмещения потребляемых факторов производства.

Себестоимость продукции – один из экономических показателей, выражающий в денежной форме все затраты предприятия, связанные с производством и реализацией продукции. В условиях рыночной экономики себестоимость продукции является важнейшим показателем производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Анализ себестоимости продукции, работ и услуг имеет очень важное значение. Он позволяет выяснить тенденции изменения данного показателя, выполнения плана по его уровню, определить влияние факторов на его прирост, установить резервы и дать оценку работы предприятия по использованию возможностей снижения себестоимости продукции.

Существует несколько способов определения себестоимости продукции. С помощью калькуляции себестоимости определяется себестоимость единицы продукции, а с помощью сметы затрат - себестоимость товарной и валовой продукции предприятия.

Смета затрат - полный свод затрат предприятия на производство и реализацию продукции за определенный календарный период (год, квартал), составленный по экономическим элементам расходов» [26] .

Для анализа воспользуемся данными сметы затрат АО «ИНКОМнефть» за 2015-2017 гг. (таблица 2.15).

Таблица 2.15 – Смета затрат по АО «ИНКОМнефть» за 2015-2017 гг.

Статьи затрат	2015 г.	2016 г.	Динамика 2016-2015 гг.		2017 г.	Динамика 2017-2016 гг.	
	Тыс. руб.	Тыс. руб.	Откл. (+/-)	Откл., %	Тыс. руб.	Откл. (+/-)	Откл., %
Расходы по обычным видам деятельности, всего	2293569	2932868	639299	27,9	3911620	978752	33,4
Сырье и материалы	209190	338657	129467	61,9	1549961	1211304	357,7
Амортизация основных фондов	75635	81600	5965	7,9	178543	96943	18,8
Услуги сторонних организаций	87958	97432	9474	10,8	114682	17250	17,7
Прочие расходы	704030	897420	193390	27,5	300093	-597327	-66,6
Расходы на оплату труда	515431	818232	302801	58,4	1047735	229503	28,0
Транспортные затраты	701325	699527	-1798	-0,3	720606	21079	3,0
Общехозяйственные расходы:	73435	83069	9634	13,1	102154	19085	23,0
Затраты по центральной базе	18137	18069	-68	-0,4	27354	9285	51,4
Затраты на административно-управленческий персонал	55298	65000	9702	17,5	74800	98000	15,0
Полная себестоимость	2367004	3015937	648933	27,4	4013774	997837	33,1

Проанализировав данную смету затрат по предприятию за 2015-2017гг. можно сделать вывод, что полная себестоимость продукции, услуг в 2017 г. увеличилась на 997837 тыс. руб. по сравнению с 2016 г., т.е. темп роста составил 133,1%. Как видно из таблицы, наибольший удельный вес в себестоимости приходится на расходы по обычным видам деятельности. Представим динамику роста расходов по обычным видам деятельности и общехозяйственных расходов на рисунке 2.15.



Рисунок 2.15 – Динамика роста расходов по обычным видам деятельности и общехозяйственных расходов

В 2016 г. по сравнению с 2015 г. происходит прирост расходов по обычным видам деятельности на 639299 тыс. руб. в основном за счет увеличения прочих расходов, затрат на материалы и расходов на оплату труда. В 2017 г. расходы по обычным видам деятельности составили 3911620 тыс. руб., что на 33,4% больше чем в 2016 г.

В динамике за 2015-2017 гг. наблюдается изменение в структуре общехозяйственных расходов, а именно: увеличиваются затраты на аппарат управления в 2016 г. на 17,5% по сравнению с 2015 г., уменьшаются затраты по центральной базе на 0,4%. В 2017 г. наблюдается увеличение затрат на аппарат управления на 15% и затрат по центральной базе на 51,4%. Динамика и содержание общехозяйственных затрат показаны на рисунке 2.16.

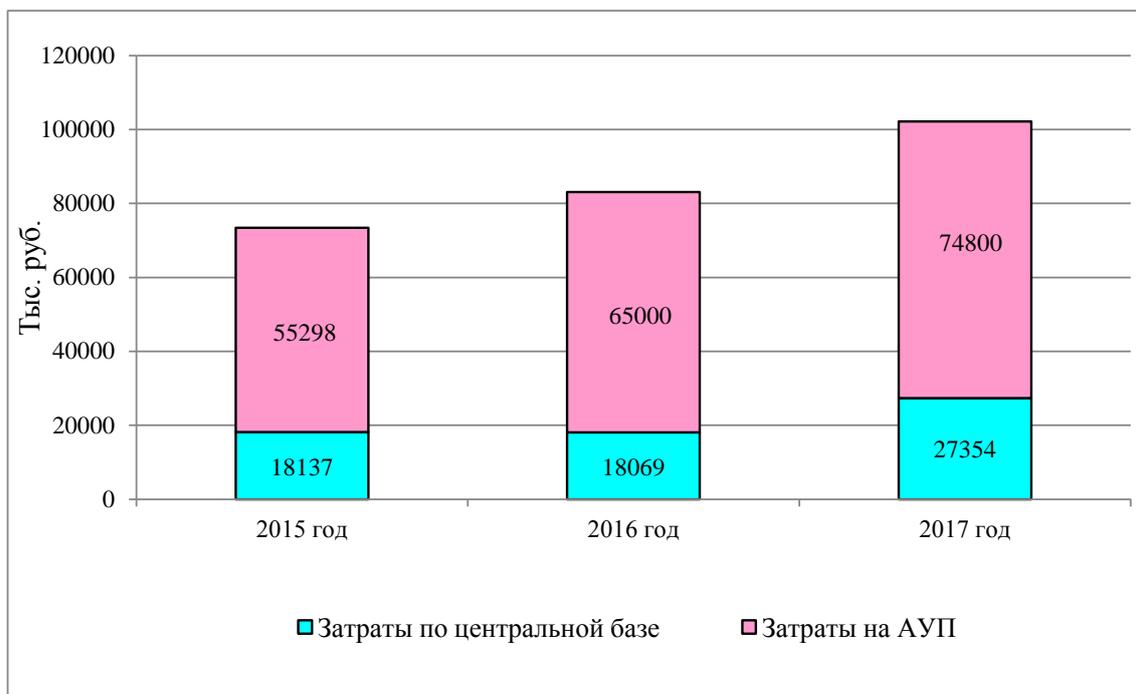


Рисунок 2.16 – Динамика и содержание общехозяйственных расходов

Проанализируем структуру расходов по обычным видам деятельности. Для этого представим их динамику на рисунке 2.17.



Рисунок 2.17 – Динамика и содержание расходов по обычным видам деятельности

Затраты на сырье и материалы к 2016 году возросли на 61,9%, а к 2017 году их рост увеличился более чем в три раза и составил 357,7%. Изменение произошло за счет роста затрат на вспомогательные материалы.

Расходы на амортизацию в 2016 году увеличились на 5965 тыс. рублей, а в 2017 году - на 96943 тыс. рублей. Изменение в основном произошло за счет роста амортизации ОС.

В 2017 г. наблюдается снижение прочих расходов на 597327 тыс. руб. в сравнении с 2016 г.

В 2016 году расходы на оплату труда увеличились на 302801 тыс. руб., основу роста составил фонд заработной платы. К 2017 году расходы на оплату труда увеличились на 229503 тыс. руб.

Таким образом, на предприятии АО «ИНКОМнефть» в динамике наблюдается увеличение полной себестоимости продукции, а именно, затрат на производство, затрат связанных с реализацией продукции, работ, услуг.

3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

Наращивание ресурсной базы, качественное проведение технических мероприятий, оказание сервисных услуг, связанных с разработкой нефтяных месторождений является одним из важнейших направлений развития АО «ИНКОМнефть». Приоритетными направлениями являются совершенствование технологий производства капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Вторым важным направлением является приобщение наиболее перспективных с точки зрения окупаемости капитальных вложений активов.

В настоящее время одной из основных проблем отрасли является увеличение нефтеотдачи пластов. Поэтому в число основных задач АО «ИНКОМнефть» входит повышение нефтеотдачи продуктивных пластов, так как позволяет максимально полно использовать потенциал основных фондов и сделанных ранее капитальных вложений. Объекты разработки, как правило, неоднородны по продуктивности. Поэтому очень перспективным считается применение методов увеличения нефтеотдачи пластов, а также регулирование процесса разработки залежей нефти, основываясь на лучших технологиях, которые доступны и применяются сервисными компаниями в настоящее время.

Сегодня одним из ключевых методов резкого увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов является гидравлический разрыв пласта для создания глубоких дополнительных каналов в пласте. В результате такого воздействия трансформируются характеристики не только призабойной зоны, но и самого пласта. Однако эта технология требует значительных затрат, сложного компрессорного оборудования. При проведении гидроразрыва в зонах вблизи водонефтяного контакта наблюдается высокая обводненность добываемой нефти, что в настоящее время характерно для большинства нефтяных месторождений Западной Сибири, находящихся в зрелой стадии разработки. Поэтому актуальным и своевременным для большинства месторождений является поиск,

обоснование и реализация новых передовых технологий и методов увеличения нефтеотдачи.

Целью выпускной квалификационной работы является поиск мероприятия по повышению нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири за счет внедрения новейших технологий.

Сущность идеи основана на применении технологий физико-химического воздействия на продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи, снижения обводненности добываемой нефти, снижения затрат при добыче нефти, это приведет к увеличению прибыли (уменьшению убытков), к повышению конкурентоспособности предприятия. При внедрении технологии физико-химического воздействия полимерно-гелевых систем «РИТИН-10» предусматривается использование мобильной установки для приготовления водных растворов полимеров и гелеобразующих составов на их основе. Однако данное мероприятие требует существенных капитальных вложений, которые выступают единовременными затратами.

Проект предусматривает прирост добычи нефти за счет снижения обводненности добываемой жидкости в результате применения данных технологий и вовлечения в разработку недренируемых запасов нефти.

3.1 Общая характеристика технологии физико-химического воздействия полимерно-гелевой системой «РИТИН-10»

Текущее состояние разработки многих длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений характеризуется прогрессирующим ростом обводненности добываемой продукции (до 70-98%), снижением отбора нефти, большими удельными затратами на тонну добываемой нефти.

Основными задачами являются:

- получение дополнительной нефти;
- снижение затрат при добыче нефти;
- стабилизация или снижение процесса обводнения продукции;

- увеличение коэффициента нефтеизвлечения;
- охрана окружающей среды.

!Всем этим требованиям удовлетворяет новая технология физико-химического воздействия полимерно-гелевых систем «РИТИН-10» на нефтяные пласты.

РИТИН-10 представляет собой порошкообразную композицию, состоящую из сшитого полиакриламида (ПАА) и водорастворимого компонента, повышающего термоокислительную устойчивость и реологические свойства нефтевытесняющего агента при высоких сдвиговых напряжениях и при высоких степенях минерализации пластовых вод. При растворении РИТИНа в воде образуется полимер-гелевая система, представляющая собой взвесь вязкоупругих частиц гидрогеля размером до 4 мм, которая закачивается в нагнетательные скважины. Способность частиц гидрогеля деформироваться из сферы в тонкие нити и обратно схлопываться при прохождении через капилляры породы приводит к существенному замедлению движения оторочки по пласту, а высокая термостабильность и солестойкость обеспечивают более длительное время полезной работы оторочки по сравнению с ранее применяемыми технологиями. Благодаря дисперсной структуре полимер-гелевая система РИТИН обладает высокой подвижностью и высокой проникающей способностью по отношению к трещинам и крупным порам. Указанные свойства сопоставимы с аналогичными показателями для жидкостей. Вместе с тем, гель не проникает в низкопроницаемые участки пласта, поскольку размеры гелевых частиц (0,2– 4 мм) больше размера пор таких пород. Этим объясняются селективные свойства РИТИНа» [11] (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 – Реагент «РИТИН-10»

«Применение полимер-гелевой системы РИТИН-10 в нефтедобывающей промышленности позволяет:

- повысить вытесняющую способность закачиваемого в пласт агента;
- уменьшить обводненность добываемой продукции;
- изменить направление фильтрационных потоков жидкости;
- повысить нефтеотдачу высокообводненных пластов на поздней стадии разработки;
- ввести в разработку ранее не работавшие пласты и прослои;
- увеличить коэффициент охвата пластов заводнением;
- выровнять профиль приемистости нагнетательной скважины» [11].

Для применения технологии используется передвижная установка для приготовления водных растворов полимеров и гелеобразующих составов на их основе.

«Установка предназначена для приготовления и закачки полимерных растворов, применяемых в технологиях повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и ремонтно-изоляционных работ (РИР). Оборудование установки позволяет производить непрерывное приготовление и закачку в скважину гелеобразующих полимерных систем с точным учетом расхода и дозировкой реагентов. Установка характеризуется высокой эффективностью, в частности, при получении полимерных композиций в условиях изоляции от кислорода воздуха увеличивается срок службы гелей в пласте и добыча нефти. Установка работает эффективно в сложных климатических условиях. Средняя наработка в год установки составляет не менее 3800 час, что составляет 50 скважин в год при среднем объеме 400 м³ на 1 скважину. В таблице 3.1 представлены основные технические данные установки.

Таблица 3.1 – Основные технические данные мобильной установки

Параметры	Ед. изм.	Значения
1. Емкость растворения объемом	м ³	5,5...10
2. Активатор трубный, не менее	м	150
3. Бункер полимера объемом	м ³	0,1
4. Воронка смешения полимера с водой объемом	м ³	0,03
5. Эжектор жидкостный: - максимальное давление - производительность	МПа м ³ /ч	1,6 6...10
6. Рабочее давление жидкости не более: - на входе в установку (до регулировочного крана) - перед эжектором - в емкости растворения	МПа	15,0 1,2 безнапорная
7. Температура используемой воды	°С	+5...+70
8. Интервалы температур окружающей среды при использовании установки	°С	-40...+40
9. Расход сухого полимера	кг/ч	24...90
10. Расход жидкого сшивателя	л/ч	80
11. Производительность установки по растворам и гелеобразующим составам	м ³ /ч	6...10
12. Режим работы	непрерывный	
13. Габаритные размеры: (длина×ширина×высота)	мм	5300×2360×2460
14. Масса	кг	5000
15. Установка монтируется на базе автомобиля КамАЗ (КрАЗ, МАЗ).		
16. В комплект установки входит передвижная насосная установка (типа АНЦ-32), оборудованная поршневым или плунжерным насосом.		

Вариантами поставки предусмотрено оснащение установки системой автоматического контроля и управления технологическим процессом приготовления и закачки реагентов» [11] .

«Система автоматического управления и контроля установки оснащена программируемым логическим контроллером, персональным компьютером (стационарный или ноутбук), программным обеспечением и предназначена для организации взаимосвязанной работы технологического оборудования установки с целью обеспечения заданных параметров технологического процесса, для оперативного контроля работоспособности оборудования, для регистрации параметров технологического процесса.

Данная система позволяет автоматизировать технологический процесс и контроль за работой установки, минимизирует участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшает качество приготовленных растворов при этом не допускает перерасхода реагентов.

Полимер-гелевая система РИТИН готовится непосредственно на скважине путем подачи реагента через эжектор в поток пресной или минерализованной воды, нагнетаемой в скважину обычным насосным агрегатом типа ЦА-320. Время с момента смешения реагента в воде и прокачки смеси через насос не превышает 15–20 минут, тогда как время полного растворения РИТИНа составляет порядка 1 часа. Таким образом, при прокачке смеси через насос, создающий большие сдвиговые напряжения и вызывающий обычно деструкцию, полимерная композиция не деструктурирует и сохраняет свои реологические характеристики. Другой характерной особенностью такой технологии быстрой закачки реагента является то, что РИТИН не успевает полностью набухнуть и окончательное формирование полимер-гелевой системы происходит непосредственно в пласте» [11] (рисунок 3.2).

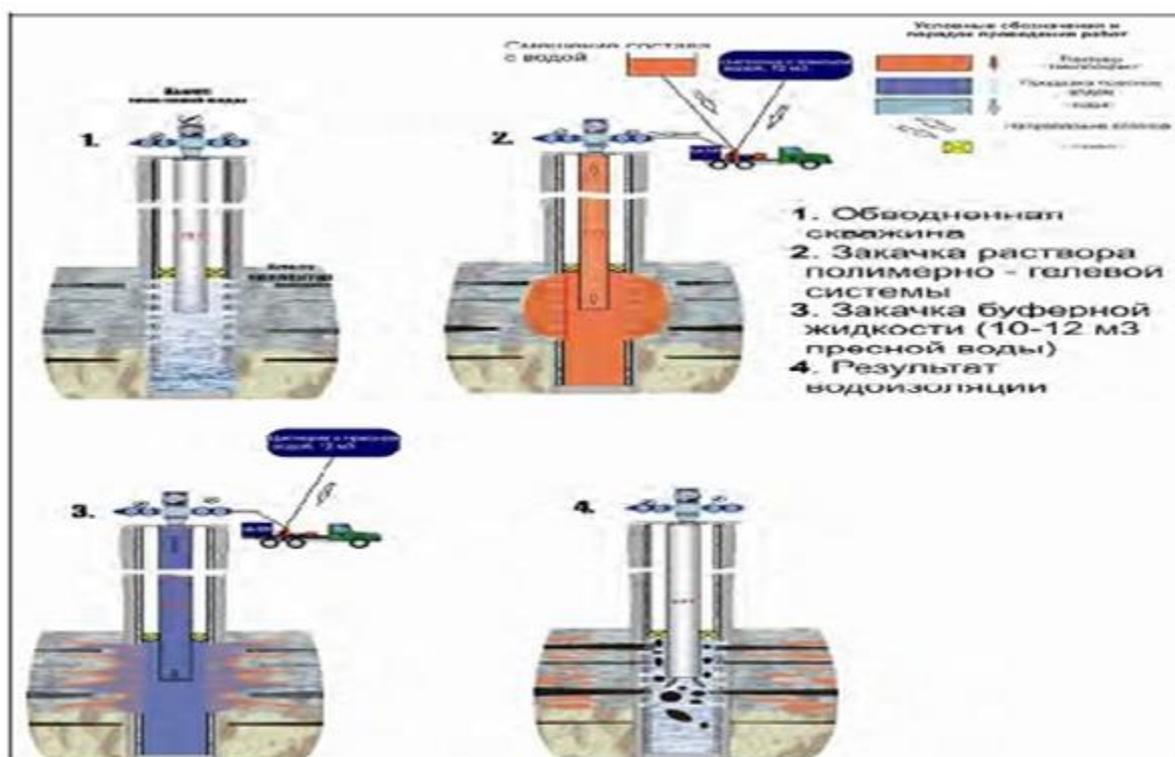


Рисунок 3.2 - Схема обработки скважины полимерно-гелевой системой РИТИН-10

«Добывающие скважины начинают реагировать через 1,5–2 месяца после закачки реагента. Продолжительность действия полимерно-гелевой системы составляет 12–18 месяцев.

Различные существующие технологии, основанные на взаимодействии двух и более реагентов (например, полиакриламид + реагент «сшиватель»), обладают недостатками, которые в производстве необходимо исключить. К ним относятся:

- трудность управления процессом гелеобразования;
- неравномерность образования геля по объему (вследствие зависимости качества «сшивки» от концентрации полимера и «сшивающего» агента);
- использование солей тяжелых металлов (хрома), что повышает опасность загрязнения окружающей среды и возможность поражения персонала;
- необходимость использования дорогостоящих дозирующих устройств (стоимость мобильной станции – порядка \$ 200–500 тыс.);
- сравнительно низкая технологическая эффективность применяемых технологий – значительные производственные затраты на осуществление технологии (скважино-операции);
- сравнительно высокие удельные затраты на добычу 1 т дополнительной нефти.

Новая технология физико-химического воздействия «РИТИН-10» практически лишена этих недостатков и является технологией нового поколения.

От многих технологий, применяемых с аналогичными целями, технология физико-химического воздействия на продуктивные нефтяные пласты «РИТИН-10» отличается высокой технологической эффективностью, простотой применения и высокими технико-экономическими показателями (низкими затратами при получении 1 тонны дополнительной нефти).

Технология испытана на 34 нефтяных месторождениях России, Казахстана и Азербайджана. Количество скважино-операций в настоящее время превышает 1250. При этом добыто свыше 1 500 000 тонн дополнительной нефти. Следует иметь в виду, что технология «РИТИН-10» применима на нефтяных месторождениях со следующими параметрами:

- толщина пласта от 3 до 100 метров;
- пористость свыше 16%;
- температура пласта до 85 °С;

- обводненность от 40 до 98%» [11].

«Технология применима в климатических условиях с температурой от -40 до +40 °С.

Реагент и технология «РИТИН-10» защищены патентами РФ, имеют сертификаты на применение в нефтяной промышленности, Санитарно-эпидемиологическое заключение, Технические условия на реагенты «РИТИН-10», зарегистрированные в Государственном комитете стандартов.

Высокая рентабельность технологии физико-химического воздействия на нефтяные пласты полимерно-гелевой системой «РИТИН-10» обеспечивает быструю окупаемость первоначальных затрат.

Технология физико-химического воздействия на нефтяные пласты полимерно-гелевой системой «РИТИН-10» имеет большие перспективы для применения на нефтяных месторождениях, которые характеризуются падением добычи нефти и прогрессирующим обводнением в России, странах СНГ, странах дальнего зарубежья (США, Канада, Венесуэла, Бразилия, Саудовская Аравия, Кувейт, Египет, Ливия, Алжир и др.)» [11].

Проектом предусматривается приобретение мобильной установки для приготовления водных растворов полимеров и гелеобразующих составов на их основе. Проект физико-химического воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений играет значительную роль в деятельности предприятия, так как он позволяет достичь высокого уровня дополнительной добычи нефти, снижения затрат при добыче нефти, а также снижения процесса обводнения продукции.

Капитальные вложения включают в себя: затраты на приобретение установки, доставку, затраты на строительные-монтажные и пуско-наладочные работы. Совокупные капитальные вложения по инвестиционному проекту составят 5133 тыс. руб. (таблица 3.2).

Прирост выручки от реализации продукции в результате внедрения технологии полимерно-гелевых систем «РИТИН-10» составит 4916,7 тыс. руб.

О величине текущих издержек производства дает представление таблица 3.3.

Чистый приток денежных средств от осуществления проекта составит 2340,4 тыс. руб. (таблица 3.4).

Финансирование проекта предлагается осуществить за счет собственных средств предприятия.

Таблица 3.2 – Смета капитальных вложений

Наименование	Сумма, тыс. руб.
1. Приобретение установки	4800
2. Доставка	42
3. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы	291
ИТОГО	5133

Таблица 3.3 – Текущие издержки производства

Наименование	Сумма в год, тыс. руб.
1 Затраты на оплату труда с учетом страховых взносов	540,3
2 Электроэнергия	708,9
3 Техническое обслуживание	791,5
4 Амортизация	641,6
5 Прочие затраты	110,9
Итого:	2793,2
Справочно: издержки без амортизации основных средств	2151,6

Таблица 3.4 – Финансовые результаты проекта физико-химического воздействия

Наименование	Сумма, тыс. руб.
1 Выручка от реализации	4916,7
2 Затраты	2793,2
3 Издержки без амортизации основных средств	2151,6
4 Амортизация основных средств	641,6
5 Валовая прибыль	2123,5
6 Налог на прибыль	424,7
7 Чистый доход (прибыль)	1698,8
8 Чистый приток денежных средств	2340,4

3.2 Методические основы оценки эффективности проектов

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

Выделяют следующие показатели эффективности инвестиционного проекта относительно интересов его участников:

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

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

- показатели экономической эффективности, учитывающие затраты и результаты, связанные с реализацией проекта, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта и допускающие стоимостное измерение» [19] .

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

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

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

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

где t - номер шага расчета ($t = 0, 1, \dots, T$), а 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» [12] .

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^+) * \alpha_t - K, \quad (40)$$

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

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

α_t - коэффициент дисконтирования;

K - сумма дисконтированных капиталовложений, вычисляемая по формуле:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t * \alpha_t, \quad (41)$$

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 суммы приведенных эффектов к величине капиталовложений:

$$\text{ИД} = 1 / K * \sum (R_t - Z_t^+) * \alpha_t, \quad (42)$$

Если ИД больше единицы, проект эффективен, если ИД меньше единицы - неэффективен» [22].

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

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t^+}{(1 + E_{\text{внд}})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{\text{внд}})^t}, \quad (43)$$

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» [23].

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

При осуществлении проекта выделяется три вида деятельности: инвестиционная, операционная и финансовая.

В рамках каждого вида деятельности происходит приток и отток денежных средств. Разность между ними называется потоком денежных средств.

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

Положительное сальдо денежных потоков на t -ом шаге определяет излишние денежные средства на t -ом шаге. Отрицательное - определяет недостающие денежные средства на t -ом шаге» [25] .

«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» [16] .

3.3 Оценка коммерческой эффективности применения технологии РИТИН-10 на скважинном фонде

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

- продолжительность периода планирования принята равной 8 годам;
- шаг планирования принят равный 1 год;
- факторы риска и неопределенности во внимание не принимались. Цены, тарифы и ставки в планируемом периоде рассматриваются как неизменные, а инфляция заложена в ключевой ставке;
- норма дисконтирования принята равной 14% (ключевая ставка 7,5 % + риск недополучения прибыли 6,5%).

Продолжительность периода определена исходя из среднего срока службы технологических машин и оборудования. Сделанные предложения характеризуют оценку коммерческой эффективности проекта как предварительную, требующую уточнения в дальнейшем.

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности представлены в таблицах 3.5 – 3.10.

Таблица 3.5 - Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

В тыс. руб.

Наименование	Шаг (год) планирования								Всего за период
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025	
1 Инвестиционная деятельность									
1.1 Затраты на приобретение активов, всего: в том числе:	5133								5133
за счет собственных средств	5133								5133
1.2 Поток реальных средств									
1.2.1 По шагам	- 5133								- 5133
1.2.2 Нарастающим итогом	- 5133	- 5133	- 5133	- 5133	- 5133	- 5133	- 5133	- 5133	
1.3 Поток дисконтированных средств									
1.3.1 По шагам	- 5133								- 5133
1.3.2 Нарастающим итогом	- 5133	- 5133	- 5133	- 5133	- 5133	- 5133	- 5133	- 5133	

Таблица 3.6 - Поток денежных средств от операционной деятельности

В тыс. руб.

Наименование	Шаг (год) планирования							Всего за период	
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024		7 2025
1 Операционная деятельность.									
1.1 Выручка (нетто) от реализации услуг	4916,7	4916,7	4916,7	4916,7	4916,7	4916,7	4916,7	4916,7	39333,6
1.2 Издержки без амортизации основных средств	2151,6	2151,6	2151,6	2151,6	2151,6	2151,6	2151,6	2151,6	17212,8
1.3 Амортизация основных средств	641,6	641,6	641,6	641,6	641,6	641,6	641,6	641,6	5132,8
1.4 Валовый доход (прибыль)	2123,5	2123,5	2123,5	2123,5	2123,5	2123,5	2123,5	2123,5	16988
1.5 Налог на прибыль (20 %)	424,7	424,7	424,7	424,7	424,7	424,7	424,7	424,7	3397,6
1.6 Чистый доход (прибыль)	1698,8	1698,8	1698,8	1698,8	1698,8	1698,8	1698,8	1698,8	13590,4
1.7 Поток реальных средств									
1.7.1 По шагам	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	18723,2
1.7.2 Нарастающим итогом	2340,4	4680,8	7021,2	9361,6	11702	14042,4	16382,8	18723,2	
1.8 Поток дисконтированных средств									
1.8.1 По шагам	2340,4	2053	1800,9	1579,7	1385,7	1215,5	1066,3	935,3	12376,8
1.8.2 Нарастающим итогом	2340,4	4393,4	6194,3	7774	9159,7	10375,2	11441,5	12376,8	

66

Таблица 3.7 - Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

В тыс. руб.

Наименование	Шаг (год) планирования								Всего за весь период
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025	
1 Инвестиционная и операционная деятельность									
1.1 Поток реальных средств	- 2792,6	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	13590,2
1.1.1 По шагам									
1.1.2 Нарастающим итогом	- 2792,6	- 452,2	1888,2	4228,6	6569	8909,4	11249,8	13590,2	
1.2 Поток дисконтированных средств	- 2792,6	2053	1800,9	1579,7	1385,7	1215,5	1066,3	935,3	7243,8
1.2.1 По шагам									
1.2.2 Нарастающим итогом	- 2792,6	- 739,6	1061,3	2641	4026,7	5242,2	6308,5	7243,8	

100

Таблица 3.8 - Поток денежных средств от финансовой деятельности

В тыс. руб.

Наименование	Шаг (год) планирования								Всего за период
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025	
1. Финансовая деятельность									
1.1 Собственные средства	5133								5133
1.2 Поток реальных средств									
1.2.1 По шагам	5133								5133
1.2.2 Нарастающим итогом	5133	5133	5133	5133	5133	5133	5133	5133	

Таблица 3.9 - Сальдо денежных потоков

В тыс. руб.

	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025	
1. Сальдо денежных потоков									
1.1. Поток реальных средств	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	18723,2
1.1.1. По шагам									
1.1.2. Нарастающим итогом	2340,4	4680,8	7021,2	9361,6	11702	14042,4	16382,8	18723,2	

Таблица 3.10 - Ставка дисконтирования и чистый дисконтированный доход (ЧДД)

В тыс. руб.

Норма дисконта, E	Шаг (год) планирования								Итого
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025	
0	-2792,6	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	2340,4	13590,2
0,1	-2792,6	2127,6	1934,2	1758,4	1598,5	1453,2	1321,1	1201	8601,4
0,2	-2792,6	1950,3	1625,3	1354,4	1128,7	940,6	783,8	653,2	5643,6
0,3	-2792,6	1800,3	1384,9	1065,3	819,4	630,3	484,9	373	3765,5
0,4	-2792,6	1671,7	1194,1	852,9	609,2	435,2	310,8	222	2503,3
0,5	-2792,6	1560,3	1040,2	693,5	462,3	308,2	205,5	137	1614,2
0,6	-2792,6	1462,8	914,2	571,4	357,1	223,2	139,5	87,2	962,8
0,7	-2792,6	1376,7	809,8	477,7	280,2	164,8	97	57	469,3
0,8	-2792,6	1300,2	722,3	400,7	222,9	123,9	68,8	38,2	85,1
0,9	-2792,6	1231,8	648,3	327,7	179,6	94,5	49,7	26,2	-221,2
1	-2792,6	1170,2	585,1	254,7	146,3	73,1	36,6	18,3	-470,5
0,82567	-2792,6	1281,9	702,2	381,7	210,7	115,4	63,2	34,6	0

За период планирования, жизненный цикл (8 лет), проект потребует 5133 тыс. руб. капитальных вложений и принесет 13590,4 тыс. руб. чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 13590,2 тыс. руб., чистый дисконтированный доход – 7243,8 тыс. руб.

Индекс доходности, исчисленный по реальным потокам равен 3,6, а исчисленный по дисконтированным потокам – 2,4.

Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 82,6% в год (рис. 3.7).

Срок окупаемости проекта составит 1,28 года ($1 - (-739,6)/(1800 - (-739,6))$).

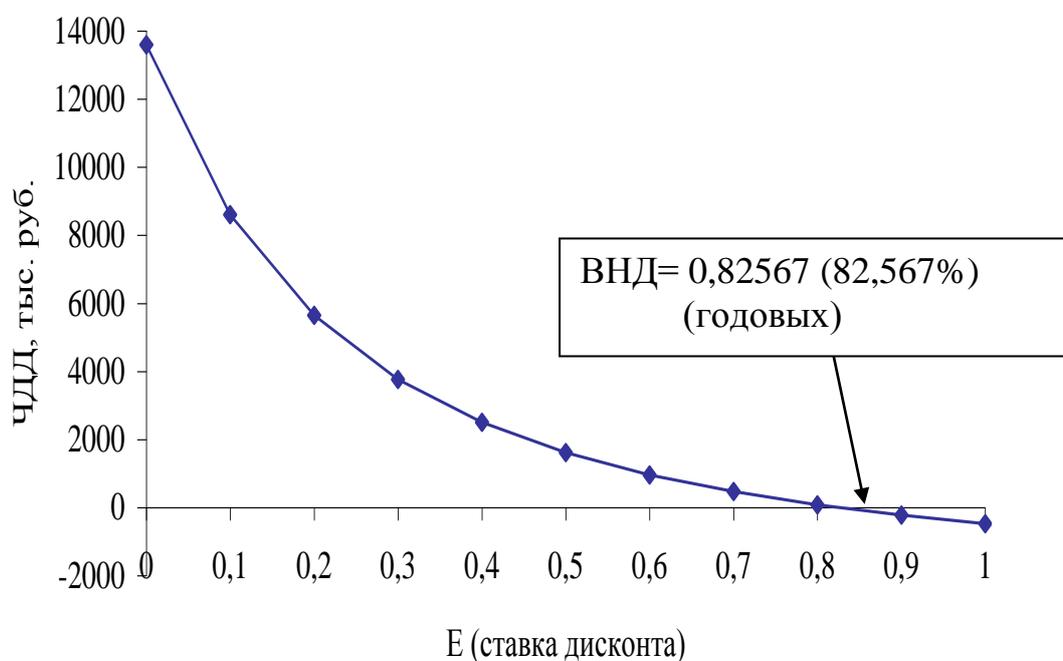


Рисунок 3.7 – Определение внутренней нормы доходности (ВНД)

Наглядно о формировании показателей эффективности проекта можно судить по рисунку 3.8.

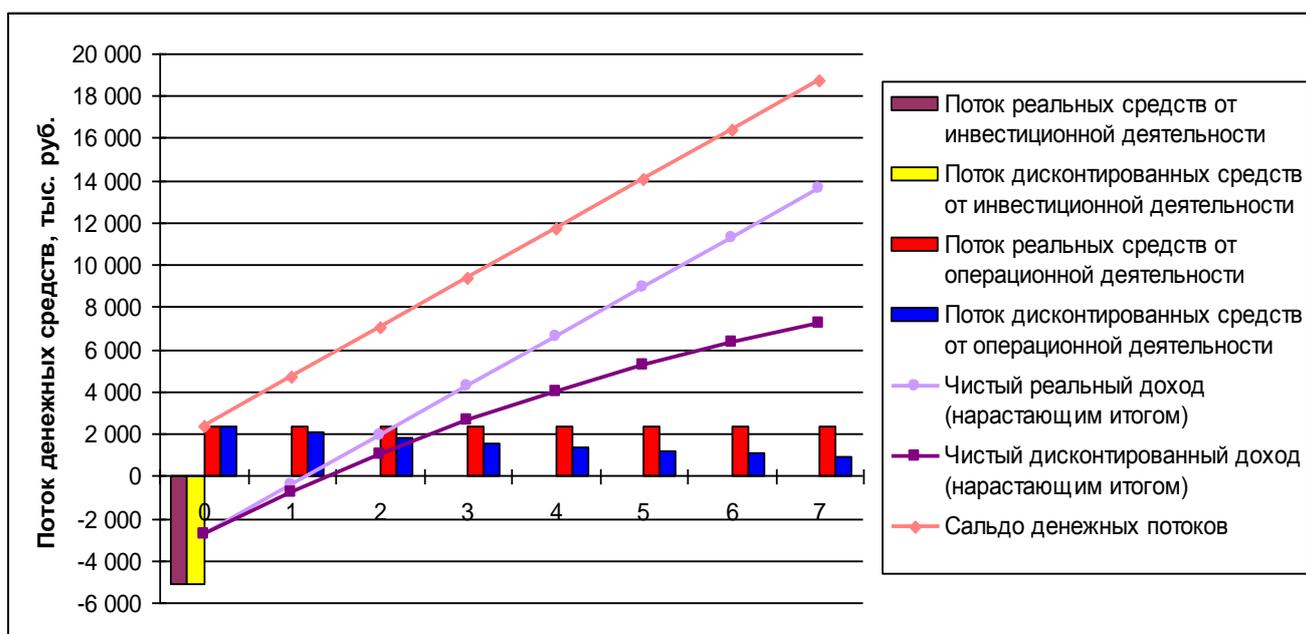


Рисунок 3.8 - Эффективность проекта по применению «РИТИН-10»

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 на всех шагах свидетельствует об осуществимости проекта при избранной схеме финансирования.

Осуществление данного и подобных ему проектов позволит улучшить финансовое состояние предприятия и создаст условия для его дальнейшего развития.

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

3.4 Анализ чувствительности проекта по применению РИТИН-10 к риску

Анализ чувствительности проводится с целью выяснения того, насколько результаты проекта чувствительны к изменению отдельных переменных

состояния среды и проекта.

Анализ чувствительности заключается в оценке влияния изменения исходных параметров проекта на его конечные характеристики, в качестве которых, обычно, используется внутренняя норма прибыли или чистый дисконтированный доход (ЧДД). Техника проведения анализа чувствительности состоит в изменении выбранных параметров в определенных пределах, при условии, что остальные параметры остаются неизменными. Чем больше диапазон вариации параметров, при котором ЧДД или норма прибыли остается положительной величиной, тем устойчивее проект.

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.

Информацию о вероятности событий (т.е. о рисках) экономический анализ может получать путем проведения статистических наблюдений (самый точный и обоснованный, но трудоемкий и не всегда возможный метод), путем использования аналогий (наиболее простой, но неточный метод, к тому же не всегда имеющий необходимую информационную базу), субъективных оценок (экспертный метод, его точность и обоснованность зависят от квалификации экспертов), а также использования комбинации указанных методов.

Для определения степени чувствительности проекта дополнительной добычи к риску строится соответствующая диаграмма, которую называют также «диаграммой паука». Для построения диаграммы необходимо задаться диапазоном отклонения исходных данных, который определяется, как

правило, экспертным путем. Основными параметрами, влияющими на ЧДД, являются:

- Выручка [-20%;+20%]; - Капитальные вложения [-10%;+10%];

- Текущие издержки [-15%;+15%]; - Налоги [-5%;+5%].

Для анализа чувствительности проекта к риску вычисляем вариации значений ЧДД при изменении параметров объема реализации, текущих издержек, стоимости мероприятия и ставки налога на прибыль.

В таблице 3.20 приведены значения ЧДД при изменении этих параметров, в том случае, если проект осуществляется за собственные средства.

Таблица 3.20 – Вариации значений ЧДД (NPV) при изменении параметров

Диапазон изменения параметров	-20%	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%	20%
Выручка	8217,1				12376,8				16536,5
Текущие издержки		13742,2			12376,8			11011,2	
Капитальные вложения			12309,1		12376,8		12444		
Налоги				12938,4	12376,8	11815,1			

На рисунке 3.11 представлена диаграмма, отражающая степень чувствительности проекта к риску.

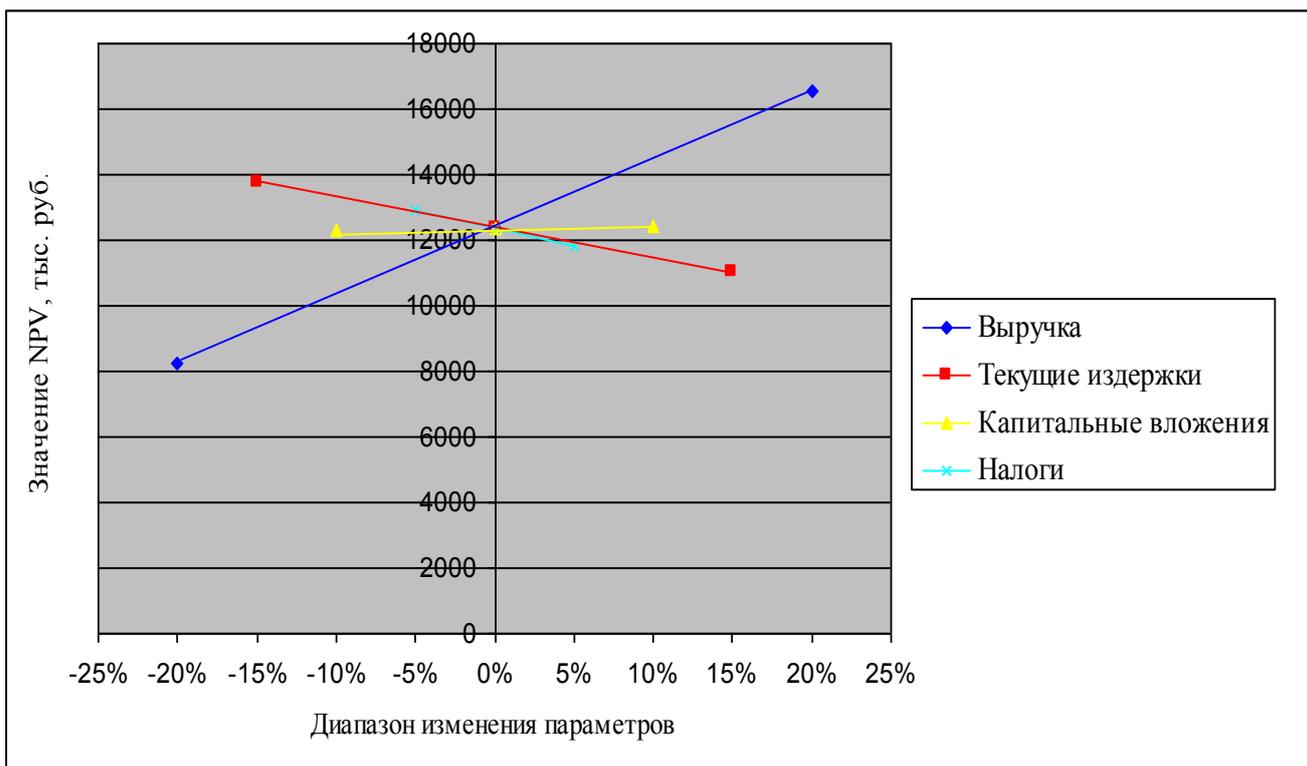


Рисунок 3.11 – График чувствительности проекта к риску

Из проведенных расчетов, а также из графика чувствительности проекта к риску можно сделать вывод, что проект не имеет риска, так как весь график находится в положительной области построения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была представлена общая характеристика АО «ИНКОМнефть», исследованы история создания и развития организации, цель и виды деятельности, изучена структура компании и организационно-правовой статус, проведен свот-анализ, в результате чего сформулирована стратегия дальнейших действий.

Анализ финансово-хозяйственной деятельности показал, что предприятие имеет неустойчивое финансовое состояние, которое характеризуется нарушением платежеспособности и снижением доходности производства, а также вынуждает предприятие привлекать дополнительные источники покрытия запасов и затрат.

Проведя анализ финансовой устойчивости АО «ИНКОМнефть» можно сделать вывод о том, что положение предприятия финансово не устойчиво.

Показатели платежеспособности свидетельствуют о неплатежеспособности организации.

Снижение показателей оборачиваемости в течение анализируемого периода говорят о замедлении оборачиваемости и уменьшении деловой активности компании.

Сокращение показателей рентабельности подтверждает снижение эффективности использования ресурсов и понижении эффективности функционирования, что и обусловило выбор именно такой стратегической линии.

Исходя из всего вышесказанного, а также опираясь на результаты анализа деятельности АО «ИНКОМнефть», в качестве тактического мероприятия, способствующего реализации обозначенной стратегии, было предложено мероприятие инвестиционного характера по внедрению технологии увеличения нефтеотдачи «РИТИН-10». Практическая реализация обозначенного проекта представляется весьма привлекательной для

заказчиков, что, в свою очередь, приведет к увеличению объемов заказов и приросту выручки от реализации продукции.

Расчет показателей коммерческой эффективности проекта позволяет сделать вывод о его эффективности, целесообразности внедрения и незначительном уровне предпринимательского риска в результате его реализации.

Все это будет способствовать повышению эффективности функционирования объекта исследования.

Все вышесказанное позволяет сделать вывод о том, что поставленные в начале данного дипломного проекта цель и задачи полностью выполнены.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

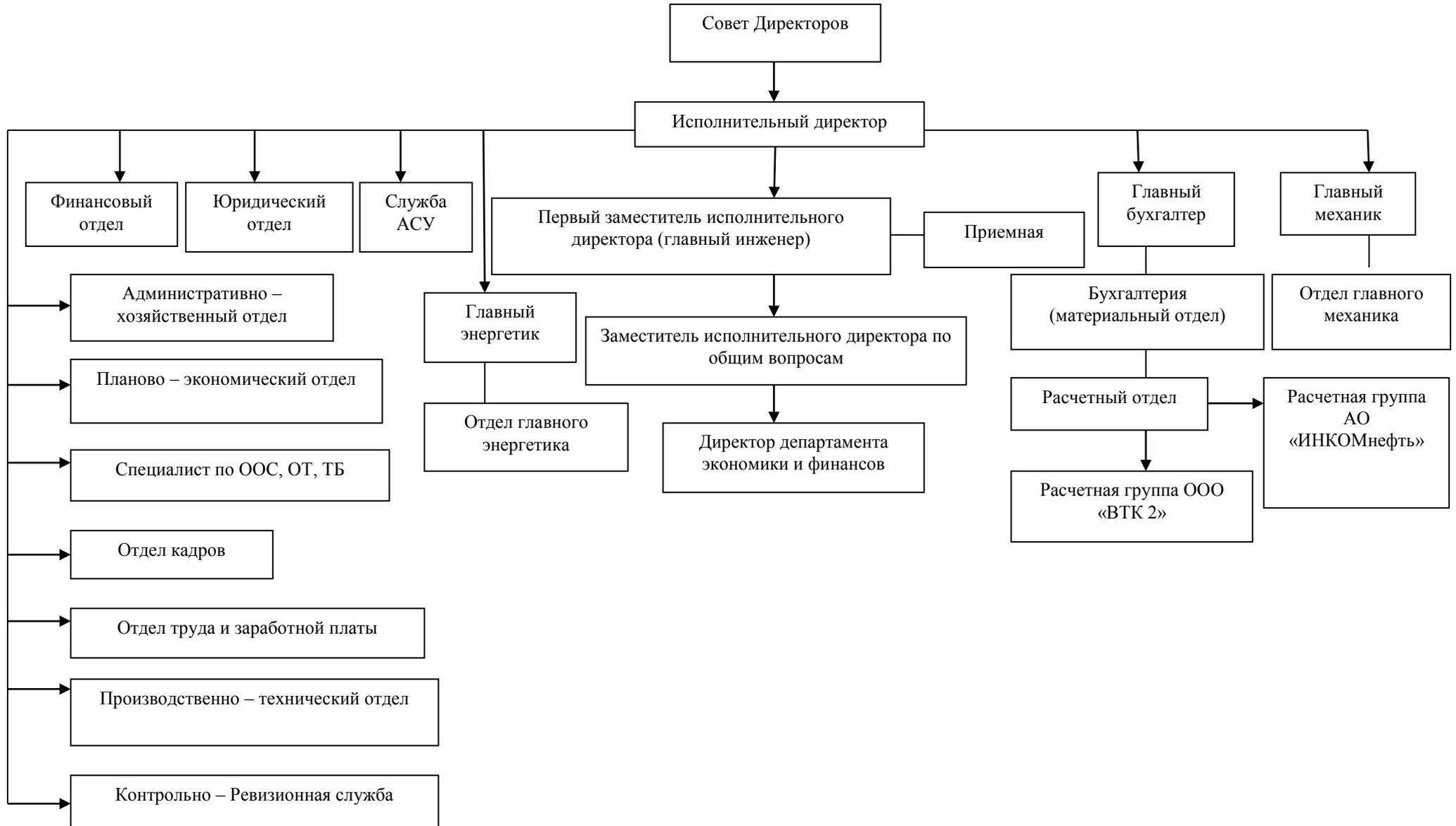
- 1 Анцифорова, И.В. Бухгалтерский финансовый учет: учебник / И.В. Анцифорова.- М.: Издательско- торговая корпорация «Дашков и Ко», 2015. – 556 с.- ISBN 978-5- 394-01102-3.
- 2 Баскакова, О.В. Экономика предприятия (организации): учебник для бакалавров / О.В. Баскакова, Л.Ф. Сейко.- М.: Издательско- торговая корпорация «Дашков и Ко», 2015. – 372 с.- ISBN 978-5- 394-01688-2.
- 3 Баринов, В.А. Бизнес-планирование: Учебное пособие / В.А. Баринов. - М.: Форум, 2013. - 256 с.
- 4 Бесшапошникова В.И. Методологические основы инноваций и научного творчества [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В.И. Бесшапошникова. — М. : ИНФРА-М, 2017. — 180 с.
- 5 Бизнес-планирование: учебник / под ред. Т.Г. Попадюк, В.Я. Горфинкеля.- М.: Вузовский учебник: ИНФРА-М, 2014.- 296с.- ISBN 978- 5-9558-0270-1 (Вузовский учебник).- ISBN 978-5-16-006054-5 (ИНФРА-М).
- 6 Брусов П. Н. Финансовый менеджмент. Математические основы. Краткосрочная финансовая политика. – М.КноРус, 2012. – 404 с.
- 7 Буров, В.П. Бизнес-план фирмы. Теория и практика: Учебное пособие / В.П. Буров. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2013. - 192 с.
- 8 Горбунов, В.Л. Бизнес-планирование с оценкой рисков и эффективности проектов: Научно-практическое пособие / В.Л. Горбунов. - М.: ИЦ РИОР, НИЦ ИНФРА-М, 2013. - 248 с.
- 9 Горемыкин, В.А. Бизнес-план: Методика разработки. 25 реальных образцов бизнес-плана / В.А. Горемыкин. - М.: Ось-89, 2011. - 592 с.
- 10 Григорьева, Т. И. Финансовый анализ для менеджеров : оценка, прогноз: учебник для вузов по экон. специальностям / Т. И. Григорьева; Высш. шк. экономики – Нац. исслед. ун-т.– М. : Юрайт , 2011. – 462 с.
- 11 Дарищев В. Эффективность применения полимерно-гелевой системы РИТИН-10// Нефтегазовая вертикаль. №5. 2011.

- 12 Дубровин, И.А. Бизнес-планирование на предприятии: Учебник для бакалавров. [Электронный ресурс] / И.А. Дубровин.— М. : Дашков и К, 2013. — 432 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/56180>
- 13 Дубровин, И.А. Бизнес-планирование на предприятии: Учебник для бакалавров / И.А. Дубровин. - М.: Дашков и К, 2013. - 432 с.
- 14 Ермолаева, Л.Д. Основы менеджмента: учеб. пособие [Электронный ресурс]/ Л.Д. Ермолаева.- 4-е изд., стер.- М.: Флинта, 2014.- 88с.- ISBN 978-5-9765-0634-1.
- 15 Зяблицкая, Н.В. Оценка адаптационного потенциала предприятий нефтегазовой отрасли: монография /Н.В.Зяблицкая.- Нижневартовск: Изд-во НГГУ, 2011.- 163с.
- 16 Зяблицкая Н.В. Экономика предприятий (организаций): учеб. пособие / Н.В. Зяблицкая.- Екатеринбург: ФОРТ ДИАЛОГ- Исеть, 2015.- 203с.- ISBN 978-5-91128-089-5.
- 17 Косолапова, М.В. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности: Учебник. [Электронный ресурс] / М.В. Косолапова, В.А. Свободин. — М. : Дашков и К, 2014. — 248 с.
- 18 Любушин, Н. П. Финансовый анализ: учеб. по направлению "Экономика" / Н. П. Любушин, Н. Э. Бабичева.– М.: ЭКСМО , 2010. – 331 с.
- 19 Ковалев В.В. Финансовый анализ: управление капиталом, выбор инвестиций, анализ отчетности. – М.: Финансы и статистика, 2010. – 486 с.
- 20 Миргородская, Т.В. Аудит / Т.В. Миргородская.- 4-е изд., перераб. и доп. – М.: КноРус, 2014.- 312с.
- 21 Павлова Л.Н. Финансовый менеджмент: управление денежным оборотом фирмы: Учеб. для вузов. – М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 2010. – 400 с.
- 22 Прогнозирование и планирование в условиях рынка: учеб. пособие / Т.Н. Бабич, И.А. Козьева, Ю.В. Вертакова, Э.Н. Кузьбожев.- М.: ИНФРА-М, 2014.- 336с. - ISBN 978-5-16-004577-1.
- 23 Пуока М.В. Финансовое планирование и контроль. - М.: Финансы и статистика, 2011. –276 с.

- 24 Романенко, И.В. Экономика предприятия: учеб. пособие / И.В. Романенко.- 5-е изд., перераб. и доп.- М.: Финансы и статистика, 2011.- 352с.- ISBN 978-5-279-03474-1.
- 25 Станиславчик, Е.Н. Бизнес-план: Управление инвестиционными проектами / Е.Н. Станиславчик. - М.: Ось-89, 2009. - 128 с.
- 26 Турманидзе, Т.У. Финансовый анализ: учебник для студентов вузов, обучающихся по экономическим специальностям / Т.У. Турманидзе. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ЮНИТИ- ДАНА, 2014. - 287с.
- 27 Устав АО «ИНКОМнефть».
- 28 Экономика предприятия (фирмы) [Текст]: учебник / под ред. О.И.Волкова, О.В. Девяткина. - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2009. -604 с. – (Высшее образование). - ISBN 978-5- 16- 003556-7.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Организационная структура АО «ИНКОМнефть»



Приложение Б
Анализ и оценка структуры актива баланса за 2015-2017 гг. АО «ИНКОМнефть»

Показатель	2015 год		2016 год		2017 год		Абсолютное изменение (+, –)		Темп роста (%)	
	Сумма, тыс.р.	У.В., %	Сумма, тыс.р.	У.В., %	Сумма, тыс.р.	У.В., %	2016-2015	2017-2016	2016/2015	2017/2016
1 Имущество – всего	557 516	100	1 011 488	100	1 292 188	100	453 972	280 700	181,4	127,8
2 Имобилизованные активы:	193 995	34,8	529 575	52,4	594 586	46,0	335 580	65 011	273,0	112,3
2.1 Основные средства	181 467	32,5	511 636	50,6	351 484	27,2	330 169	-160 152	281,9	68,7
2.2 Незавершенное строительство	2 708	0,5	1 500	0,1	228	0,01	-1 208	-1 272	55,4	15,2
2.3 Долгосрочные финансовые вложения	5 386	1,0	526	0,05	26	0,002	-4 860	-500	9,8	4,9
2.4 Отложенные налоговые активы	4 434	0,8	8 411	0,8	7 173	0,6	3 977	-1 238	189,7	85,3
2.5 Доходные вложения в материальные ценности	X	X	7 502	0,7	235 675	18,2	7 502	228 173	X	3 141,5
3 Мобильные активы	363 521	65,2	481 913	47,6	697 602	54,0	118 392	215 689	132,6	144,8
3.1 Запасы, в т. ч.	38 327	6,9	49 374	4,9	30 516	2,4	11 047	-18 858	128,8	61,8
сырье, материалы и др. аналогичные ценности	36 512	6,5	43 842	4,3	23 226	1,8	7 330	-20 616	120,1	53,0
затраты в незавершенном производстве	X	X	2 364	0,2	5 382	0,4	2 364	3 018	X	227,7
готовая продукция и товары для перепродажи	53	0,01	194	0,01	346	0,02	141	152	366,0	178,4
расходы будущих периодов	1 762	0,3	2 974	0,3	1 562	0,1	1 212	-1 412	168,8	52,5
3.2 НДС по приобретенным ценностям	750	0,1	425	0,04	41	0,003	-325	-384	56,7	9,6
3.3 Дебиторская задолженность (до 12 месяцев), в т. ч.	322 994	57,9	426 825	42,2	662 604	51,3	103 831	235 779	132,1	155,2
3.4 Денежные средства	336	0,06	3 967	0,4	3 302	0,3	3 631	-665	1 180,7	83,2
3.5 Прочие оборотные активы	1 114	0,2	1 322	0,1	1 139	0,1	208	-183	118,7	86,2

Приложение В
Анализ и оценка структуры пассива баланса за 2015-2017 гг. АО «ИНКОМнефть»

Показатель	2015 г.		2016 г.		2017 г.		Абсолютное изменение (+, -)		Темп роста (%)	
	Сумма, тыс.р.	У.В., %	Сумма, тыс.р.	У.В., %	Сумма, тыс.р.	У.В., %	2016-2015	2017-2016	2016/2015	2017/2016
1 Источники имущества – всего	557 516	100,0	1 011 488	100,0	1 292 188	100,0	453 972	280 700	181,4	127,8
2 Собственный капитал:	176 176	31,6	403 080	39,9	412 723	31,9	226 904	9 643	228,8	102,4
2.1 Уставный капитал	290	0,05	290	0,02	290	0,02	0	0	100	100
2.2 Добавочный капитал	2 436	0,4	2 432	0,2	2 168	0,2	-4	-264	99,8	89,1
2.3 Резервный капитал	44	0,008	44	0,004	44	0,003	0	0	100	100
2.4 Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	173 406	31,1	400 314	39,6	410 221	31,7	226 908	9 907	230,9	102,5
3 Заемный капитал, в т. ч.	381 340	68,4	608 408	60,1	879 465	68,1	227 068	271 057	159,5	144,6
3.1 Долгосрочные обязательства	1 603	0,3	5 549	0,5	14 231	1,1	3 946	8 682	346,2	256,5
3.2 Краткосрочные займы и кредиты	125 915	22,6	297 976	29,5	289 561	22,4	172 061	-8 415	236,6	97,2
3.3 Кредиторская задолженность, в т. ч.	253 760	45,5	304 821	30,1	574 922	44,5	51 061	270 101	120,1	188,6
поставщики и подрядчики	178 310	32,0	211 900	20,9	410 138	31,7	33 590	198 238	118,8	193,6
по оплате труда	49 876	8,9	73 621	7,3	55 066	4,3	23 745	-18 555	147,6	74,8
перед государственными внебюджетными фондами	8 310	1,5	12 500	1,2	3 682	0,3	4 190	-8 818	150,4	29,5
по налогам и сборам	16 094	2,9	5 324	0,5	104 022	8,1	-10 770	98 698	33,1	1953,8
прочие кредиторы	1 170	0,2	1 476	0,1	2 014	0,2	306	538	126,2	136,4
3.4 Задолженность перед участниками (учредителям) по выплате доходов	62	0,01	62	0,006	62	0,005	0	0	100	0
3.5 Прочие краткосрочные обязательства	X	X	X	X	689	0,05	X	689	X	X

Приложение Г

Сравнительный аналитический отчет о прибылях и убытках АО «ИНКОМнефть» за 2015-2017 гг.

Показатели	2015 г.,	2016 г.,	2017 г.,	Абсолютное изменение (+, -)		Темп роста (%)		В % к выручке		
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	2016-2015	2017-2016	2016/2015	2017/2016	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации	1 777 480	2 575 400	3 357 435	797 920	782 035	144,9	130,4	100	100	100
Себестоимость продукции	1 515 323	2 066 733	3 036 402	551 410	969 669	136,4	146,9	85,3	80,2	90,4
Валовая прибыль	258 680	502 409	321 033	243 729	-181 376	194,2	63,9	14,6	19,5	9,6
Управленческие расходы	111 068	215 846	255 160	104 778	39 314	194,3	118,2	6,2	8,4	7,6
Прибыль (убыток) от продаж	147 612	286 563	65 873	138 951	-220 690	194,1	23,0	8,3	11,1	2,0
Проценты к получению	79	4	12	-75	8	5,1	300,0	0,004	0,0002	0,0004
Проценты к уплате	9 091	11 963	44 174	2 872	32 211	131,6	369,3	0,5	0,5	1,3
Доходы от участия в других организациях	X	25 850	X	25 850	-25 850	X	X	X	1,0	X
Прочие доходы	48 674	39 913	104 166	-8 761	64 253	82,0	261,0	2,7	1,5	3,1
Прочие расходы	35 354	41 431	106 263	6 077	64 832	117,2	256,5	2,0	1,6	3,2
Прибыль (убыток) до налогообложения	151 920	298 936	19 614	147 016	-279 322	196,8	6,6	8,5	11,6	0,6
Отложенные налоговые активы	4 434	6 107	1 238	1 673	-4 869	137,7	20,3	0,2	0,2	0,04
Отложенные налоговые обязательства	1 603	6 076	7 395	4 473	1 319	379,0	121,7	0,09	0,2	0,2
Налог на прибыль	16 784	71 138	X	54 354	-71 138	423,8	X	0,9	2,8	X
Прочие платежи в бюджет	1 127	923	1 338	-204	415	81,9	145,0	0,06	0,04	0,04
Чистая прибыль	136 840	226 906	9 643	90 066	-217 263	165,8	4,2	7,7	8,8	0,3