

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

/Н.Г.Деменкова/

17 мая 2018 г.

Выявление и оценка эффективных вариантов вложения

средств в АО «Самотлорнефтепромхим»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 38.03.01.2018.001.ВКР

Консультанты, (должность)
д.э.н., доцент

/Н.В.Зяблицкая/

2018 г.

Руководитель работы
Зам. дир. по экон. и фин.

ОАО «ИМКХ»

/С.В.Солнцева/

12 мая 2018 г.

Консультанты, (должность)

Автор работы
обучающийся группы ДО-528

/А.А. Ахмерова/

11 мая 2018 г.

Консультанты, (должность)

Нормоконтролер

/Н.В.Назарова

12 мая 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Ахмерова А.А. Выявление и оценка эффективных вариантов вложения средств в АО «Самотлорнефтепромхим». – Челябинск: ЮУрГУ, ДО-528, 117 с., 23 ил., 40 таб., библиогр. список – 25 наим., 1 прил., 18 л. слайдов

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью выявления и оценки эффективных вариантов вложения средств в АО «Самотлорнефтепромхим».

В выпускной квалификационной работе проанализирована организационная структура предприятия, выявлены сильные и слабые стороны АО «Самотлорнефтепромхим». Изучены отраслевые особенности функционирования организации.

Также проведен анализ финансово – хозяйственной деятельности предприятия, анализ финансовой устойчивости, анализ ликвидности и платежеспособности.

Выявлены эффективные варианты вложения:

- использование системы TrackMaster для зарезки бокового ствола;
- использование ППУ UNISTEAM™-MPD

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВЕДЕНИЕ	10
1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «Самотлорнефтепромхим» И ОТРАСЛЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ (РАЗРАБОТАЛ Шлепнева Е.Ю.).....	12
1.1 История создания и развития АО «Самотлорнефтепромхим».....	12
1.2 Цель и виды деятельности АО «Самотлорнефтепромхим»	14
1.3 Организационно-правовой статус АО «Самотлорнефтепромхим»	19
1.4 Организационно-производственная структура АО «Самотлорнефте- промхим».....	25
1.5 Отраслевые особенности функционирования АО«Самотлорнефтепромхим».....	29
1.5.1 Бурение эшелонное	29
1.5.2 Мобильное бурение скважин.....	30
1.5.3 Зарезка боковых стволов.....	31
1.5.4 Капитальный и текущий ремонт скважин.....	32
1.6 SWOT-анализ.....	33
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ (РАЗРАБОТАЛ Ахмерова А.А.).....	35
2.1 Анализ финансового состояния предприятия АО «Самотлорнефтепромхим».....	35
2.1.1 Анализ состава и структуры баланса	35
2.1.1.1 Оценка динамики состава и структуры актива баланса АО «Самотлорнефтепромхим»	35
2.1.1.2 Оценка динамики состава и структуры пассива баланса АО «Самотлорнефтепромхим»	42
2.2 Анализ финансовой устойчивости предприятия	46
2.2.1 Абсолютные показатели финансовой устойчивости	46
2.2.2 Относительные показатели финансовой устойчивости.....	50

2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия	53
2.3.1 Оценка ликвидности баланса.....	54
2.3.2 Оценка относительных показателей ликвидности и платежеспособности	57
2.4 Оценка деловой активности.....	60
2.5 Оценка рентабельности	64
2.6 Анализ затратности функционирования предприятия.....	67
3 ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫЕ ВАРИАНТЫ ВЛОЖЕНИЯ СРЕДСТВ В АО «Самотлорнефтепромхим»	69
3.1 Обоснование использования системы TrackMaster для зарезки бокового ствола (Разработала Шлепнева Е.Ю.)	69
3.2 Обоснование использования ППУ UNISTEAM™-MPD (Разработала Ахмерова А.А.).....	82
3.3 Методические основы оценки эффективности инвестиционного предложения	90
3.4 Оценка коммерческой эффективности системы TrackMaster (Разработала Шлепнева Е.Ю.)	94
3.5 Анализ чувствительности инвестиционного проекта к риску (Разработала Шлепнева Е.Ю.)	107
3.6 Оценка коммерческой эффективности ППУ UNISTEAM™-MPD (Разработала Ахмерова А.А.).....	109
3.7 Анализ чувствительности инвестиционного проекта к риску (Разработала Ахмерова А.А.).....	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	125
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	128
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Организационная структура АО «Самотлорнефтепромхим».....	128

ВВЕДЕНИЕ

Современные условия эксплуатации нефтяных месторождений требуют от сервисных предприятий совершенствования как технического оснащения, так и технологического обеспечения, основываясь на повышении «сложности» капитального ремонта скважин, что, в свою очередь, ведет к увеличению трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

От того, насколько своевременно и качественно проводится текущий и капитальный ремонт скважин, зависит эффективность их последующей эксплуатации, длительность безаварийных межремонтных периодов и срок службы в целом. Кроме того, ремонтно-профилактические мероприятия служат залогом безопасности технологического процесса, а капитальный подземный ремонт скважин еще и повышает их добычные возможности.

Анализ показателей разработки месторождения, выработки запасов и состояния фонда скважин, указывает на необходимость использования современных технологий разработки системой горизонтальных скважин, что позволяет существенно улучшить технологические показатели. Наиболее перспективным следует считать зарезку боковых горизонтальных стволов из нерентабельного и простаивающего по разным причинам фонда скважин. Эти мероприятия позволят существенно улучшить текущие показатели разработки, увеличить темпы отбора запасов нефти, а в конечном итоге повысить конечный коэффициент извлечения. Как показывает накопленный за последние годы опыт мировой нефтяной промышленности, одним из наиболее эффективных методов повышения производительности скважин, повышения темпов отборов нефти, увеличения конечного коэффициента извлечения нефти, является применение технологии вскрытия продуктивного пласта боковым (горизонтальным) стволом.

Предметом исследования в работе выступает финансово-хозяйственная деятельность предприятия, в качестве объекта исследования выбрано предприятие нефтесервисного комплекса АО «Самотлорнефтепромхим».

Цель работы - изучить особенности организации производства, управления

и финансово-хозяйственной деятельности АО «Самотлорнефтепромхим».

Для достижения указанной выше цели требуется решить следующие задачи:

- ознакомиться с историей деятельности организации;
- изучить специализацию АО «Самотлорнефтепромхим»
- рассмотреть организационно-управленческую структуру предприятия;
- дать оценку финансового состояния исследуемого предприятия;

Структурно работа состоит из введения, двух глав и заключения.

Основное содержание первой части исследования дает представление о специфике деятельности анализируемого объекта, его истории, выявлению стратегической позиции с использованием метода SWOT-анализа.

Расчетно-аналитическая часть посвящена экономической характеристике предприятия, позволяющей дать оценку финансовому состоянию, рентабельности и затратности функционирования.

Третья часть представляет собой оценку эффективных вариантов вложения средств, направленных на повышение экономической эффективности деятельности предприятия.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «Самотлорнефтепромхим» И ОТРАСЛЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1.1 История создания и развития АО «Самотлорнефтепромхим»

Акционерное общество «Самотлорнефтепромхим» организовано и зарегистрировано в г. Нижневартовске 12 октября 2004 года, специализируется на бурении эксплуатационных скважин с установок эшелонного типа и мобильных буровых установок, зарезке и бурении боковых стволов, текущем и капитальном ремонте скважин, глушении и обработке призабойной зоны пласта.

За период 2008-2013 годы компанией было закуплено и введено в работу для ЗБС пять буровых установки МБУ-125 и 21 установок МБУ-140 в комплексе с четырехступенчатой системой очистки. Производится бурение скважин методом ЗБС с профилем различной степени сложности. Результат бурения скважин при ЗБС является уже показателем высокой эффективности работ.

С 2010 года введены в работу мобильные буровые установки для бурения эксплуатационных скважин МБУ-180 ZJ-30 – 1 ед, МБУ-225 ZJ-40 – 6 ед. Данный вид бурения на сегодняшний день актуален, так как позволяет бурить скважины без дополнительного отвода земель по уплотнению сетки разработки месторождений. С 2013 года введены в работу три установки верхнего силового привода ПВГ-2000Р 1шт и 2 шт TESCO EMI-400-250. Все буровые установки оснащены трёхступенчатой системой очистки «Brandt» Cobra.

В настоящее время компания насчитывает 10 экспедиций по ТКРС и ЗБС с географией ведения работ от Ставропольского края до Сахалинской области. В штатном расписании компании задействованы более 200 бригады ТКРС, более 60 бригад бурения и ЗБС по всем экспедициям в целом.

АО «Самотлорнефтепромхим» является одной из крупнейших компаний по оказанию услуг в сфере бурения и ремонта скважин в России. Ниже представлена количественная раскладка бригад за 10-летний период (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1. Динамика образования рабочих бригад АО «Самотлорнефтепромхим» за период 2008-2017 гг.

Одним из приоритетных направлений деятельности компании является кустовое (эшелонное) бурение, бурение эксплуатационных скважин с мобильных буровых установок, зарезка и бурение боковых стволов в основной доле с горизонтальным окончанием.

Данные виды бурения на сегодняшний день очень актуальны, так как позволяет бурить полноразмерные скважины любого типа сложности и назначения без дополнительного отвода земель по уплотнению сетки разработки месторождений.

Географическое расположение подбазы при Самотлорском проекте имеет преимущество, наличие на территории собственных железнодорожных тупиков, стеллажи и емкостной парк необходимый для хранения оборудования и материалов, поступающих железнодорожным путем.

На территории базы Ставропольской и Сахалинской экспедиций у АО «Самотлорнефтепромхим» имеется в наличии собственный растворный узел, что позволяет Обществу самостоятельно осуществлять сервисное сопровождение на скважинах Заказчиков.

Параллельно с наращиванием производственных мощностей компания приобретала спецтехнику для обслуживания бригад бурения, освоения, КРС и ПРС, а

также в целях сокращения затрат. Одним из структурных подразделений АО «Самотлорнефтепромхим» является Лаборатория неразрушающего контроля.

На сегодняшний день в АО «Самотлорнефтепромхим» работают около 12000 человек. Высококвалифицированный аттестованный штат ИТР и рабочих способных работать в команде, позволяет быстро реагировать на различные нештатные ситуации и добиваться положительных результатов. Комплексный характер деятельности работников, гибкая организация труда, малая степень бюрократичности в работе способствует сокращению дистанции между персоналом ИТР и рабочих тем самым улучшается управляемость коллективом.

1.2 Цель и виды деятельности АО «Самотлорнефтепромхим»

Общество создано как коммерческое юридическое лицо для участия в гражданском обороте с целью получения прибыли и распределения ее между учредителями Общества согласно требованиям законодательства РФ.

Основными видами деятельности Общества являются:

- проведение работ по текущему и капитальному ремонту нефтяных и нагнетательных скважин;
- разработка и промышленное, внедрение прогрессивных методов и технологий по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации притока, осуществление ремонтно-изоляционных работ в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах на месторождениях Западной Сибири;
- проведение работ, связанных с увеличением дебитов скважин, повышение нефтеотдачи пластов;
- разработка нефтяных и газовых месторождений;
- разработка и промышленное внедрение новой прогрессивной техники и технологий в области строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин;

– выполнение необходимых для основной деятельности проектных, научно-исследовательских, опытно-конструкторских и связанных с основной деятельностью информационных, маркетинговых и консультационных услуг для юридических и физических лиц;

– производство необходимой для основной деятельности нефтепромыслового оборудования, материалов, приборов, оборудования и инструментов;

– производство, разработка, закупка и реализация приборов, аппаратов, зданий, методик, технологий, химических реагентов, товаров народного потребления;

– разработка, монтаж, наладка, запуск в эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования и программно-аппаратных комплексов;

– электропрогрев скважин;

– имплозия призабойной зоны нефтяных пластов;

– обработка призабойной зоны (далее - ОПЗ) ультразвуковым методом воздействия;

– ОПЗ химическими растворителями;

– ОПЗ химическими растворителями совместно с ультразвуковым методом воздействия;

– перфорация;

– вывод ЭЦН (электроцентробежных насосов) на режим;

– сервис по электропрогреву арматуры для ПКРС (подземного капитального ремонта скважин) и ЦНИПРа;

– геофизические работы на нефть и газ;

– подготовка воды для целей ППД на месторождениях нефти и газа;

– водоочистка, сервисное обслуживание, наладка, ремонт и техобслуживание технологического оборудования по подготовке воды питьевого, хозяйственного и промышленного назначения;

– эксплуатация и сервисное обслуживание скважин, нефтегазопроводов и водопроводов;

– научно-исследовательская, конструкторская, проектная и изыскательская работа;

– защита скважин, нефтепромыслового оборудования, нефтепроводов от коррозии, парафина, гидратов, нефтепромыслового оборудования, нефтепроводов от коррозии, парафина, гидратов с применением дозаторов и химических реагентов;

– проведение экспертизы опасных производственных объектов;

– проектирование, разработка, эксплуатация нефтяных и газовых месторождений;

– обработка призабойной зоны нефтяных и газовых пластов различными физико-химическими методами;

– работа по предупреждению парафино-гидрообразований в скважинах и нефтепроводах;

– обустройство промыслов (дороги, трубы, коммуникации, электричество);

– проведение работ по бурению на нефть и газ;

– капитальный и подземный ремонт скважин;

– строительство автодорог;

– переработка нефти для производства бензина, дизельного топлива, других нефтепродуктов и их транспортировка;

– дизайнерские работы, составление проектно-сметной документации;

– проведение экологических экспертиз, составление экологических паспортов предприятий;

– организация работы платных автостоянок, гаражей, станций технического обслуживания, бензоправочных станций;

– строительная, монтажная, пусконаладочная и отделочная работа;

– производство и реализация строительных и отделочных материалов;

– транспортировка грузов на всех видах транспорта (морском, речном, автомобильном, воздушном), в том числе по международным перевозкам как на собственных, так и на привлеченных транспортных средствах (с момента получения соответствующей лицензии);

- сервисное обслуживание, наладка, ремонт, и техобслуживание технологического оборудования;
- производство продукции производственно-технического назначения, деловых встреч, бизнес-туров, круизов и иных туристических деловых поездок как в Российской Федерации, так и за ее пределами, в том числе в иностранных государствах с участием российских и иностранных граждан;
- услуги по отправке граждан для работы за границей Российской Федерации, оформление соответствующих документов;
- торговая, торгово-посредническая, закупочная, сбытовая, создание оптово-розничных торговых подразделений;
- производство, реализация и ремонт продукции промышленно-бытового назначения;
- оказание автотранспортных и авторемонтных услуг, прокат автотранспорта, сервисное обслуживание автотранспорта;
- создание и размещение рекламы;
- производство и заготовка, хранение, переработка и реализация сельхозпродукции;
- производство, хранение, реализация продуктов питания;
- организация и проведение выставок, выставок-ярмарок, торгов, аукционов, как в Российской Федерации, так и за ее пределами, в том числе в иностранных государствах;
- посредничество в реализации и приобретении товаров народного потребления, неликвидов, недвижимости;
- организация и эксплуатация стадий аудиовидеозаписи, видеотек;
- приборостроение и создание программного обеспечения;
- фрахтовые операции с речным, морским, автомобильным, авиационным и другими видами транспорта;
- оказание услуг складского хозяйства;
- организация и ведение гостиничного хозяйства;

- организация туристических услуг, прокат туристического снаряжения, бытовой техники, оборудования и автомобилей;
- организация работы баров, кафе, ресторанов, столовых;
- рекламно-издательская деятельность;
- оказание бытовых услуг населению;
- оказание содействия в подготовке правовой, экономической и иной документации;
- проведение переговоров, заключение контрактов, как с российскими, так и с зарубежными партнерами;
- экспортно-импортные операции и иная внешнеэкономическая деятельность в соответствии с действующим законодательством;
- техническое диагностирование паровых и водогрейных котлов с рабочим давлением до 0,04 МПа, трубопроводов пара и горячей воды 3 и 4 категорий, оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа, технических устройств для нефтегазодобывающих производств, насосов жидкостных и вакуумных, агрегатов насосных, компрессоров, воздушных и газовых, запасных частей, узлов и деталей к ним, магистральных нефтегазопроductопроводов;
- проведение контроля паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа, технических устройств для нефтегазодобывающих производств, насосов жидкостных и вакуумных, агрегатов насосных, компрессоров воздушных и газовых, запасных частей, узлов и деталей к ним неразрушающими методами;
- проведение контроля оборудования и материалов нефтепромышленных трубопроводов 1-4 категории визуальными, измерительными, магнитографическим, рентгенографическим и ультразвуковыми методами неразрушающего контроля;
- выполнение необходимых для основной деятельности научно-исследовательских,
- опытно-конструкторских и проектно-исследовательских работ;

- проектирование разведки, разработка и обустройство нефтяных и газовых месторождений, реконструкции, расширения, технологического перевооружения и ликвидации объектов добычи и комплексной подготовки нефти;
- проектирование строительства разведочных, эксплуатационных, нагнетательных водозаборных скважин;
- разработка и внедрение программного обеспечения и баз данных;
- оказание услуг по сопровождению программных продуктов и баз данных;
- разработка и внедрение в производство новой технологии при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин;
- выполнение связанных с основной деятельностью информационных, рекламных, маркетинговых, издательских и посреднических услуг, а также организация и осуществление производства необходимых для основной деятельности материалов, приборов, оборудования и инструментов;
- проведение неразрушающего контроля объектов котлонадзора, систем газоснабжения (газораспределения), подъемных сооружений и оборудования взрывопожароопасных и химически опасных производств в виде ультразвукового, радиационного, магнитного и капиллярного неразрушающего контроля;
- проведение медицинских осмотров (предрейсовых, послерейсовых).

Общество в праве осуществлять иные виды деятельности, не запрещенные законодательством, направленные на достижение уставных целей. Те виды деятельности, осуществление которых требует получения от государственных органов специальных разрешений и лицензий, Общество вправе осуществлять только после соответствующего оформления в установленном законом порядке.

Для осуществления своей деятельности Общество руководствуется Гражданским кодексом РФ, Федеральным законом “Об акционерных Обществах” и другими законодательными и нормативными документами Российской Федерации.

1.3 Организационно-правовой статус АО «Самотлорнефтепромхим»

Организационно-правовым статусом данного предприятия является открытое акционерное общество. Акционерное общество – это общество, уставный капитал которого разделен на определенное число акций. Участники акционерного общества (акционеры) не отвечают по его обязательствам и несут риск убытков, связанных с деятельностью общества, в пределах стоимости принадлежащих им акций.

Процесс образования и функционирования АО регулируется Федеральным Законом РФ «Об акционерных обществах» от 26.12.95. №208-ФЗ с изменениями и дополнениями от 07.03.18.

Общество является юридическим лицом по гражданскому законодательству, действующему на территории Российской Федерации, с момента его государственной регистрации. Общество создано без ограничения срока.

Полное фирменное наименование Общества: Акционерное общество «Смотлорнефтепромхим», сокращенное наименование: АО «Самотлорнефтепромхим». Тип Общества — непубличное.

Общество имеет в собственности обособленное имущество, учитываемое на его самостоятельном балансе, и может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и личные неимущественные права, нести обязанности, быть истцом и ответчиком в суде.

Общество обладает полной хозяйственной самостоятельностью, вправе открывать банковские счета на территории РФ и за ее пределами.

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

Правовое положение Общества, права и обязанности его участников, порядок создания, реорганизации и ликвидации Общества определяются Гражданским кодексом РФ, ФЗ РФ «Об акционерных обществах», а так же уставом Общества.

Общество в соответствии с законодательными актами Российской Федерации может:

– иметь на праве собственности и иных вещных прав любое не изъятое из гражданского оборота имущество, в частности: жилые и нежилые дома, здания, сооружения и т.п., права на объекты интеллектуальной собственности;

– иметь филиалы и представительства как на территории Российской Федерации, так и за рубежом, наделять их имуществом;

– быть участником других хозяйственных товариществ или хозяйственных обществ;

– быть участником в союзах, ассоциациях, соблюдая при этом правила добросовестной конкуренции, правила делового оборота и антимонопольное законодательство;

– создавать и быть участником предприятий с иностранным капиталом;

– самостоятельно вести внешнеэкономическую деятельность, открывать банковские счета для иностранной валюты;

– быть участником инвестиционной деятельности;

– осуществлять валютные операции в порядке, установленном законодательством Российской Федерации;

– иметь иные гражданские права и нести обязанности, которые возникают как из основной, предусмотренной законодательством Российской Федерации и уставом Общества деятельности, так и из действий физических и юридических лиц, которые хотя и не предусмотрены законом, однако в силу общих начал и смысла гражданского законодательства порождают гражданские права и обязанности.

Число акционеров Общества не должно превышать пятидесяти. В случае если число акционеров Общества превысит установленный предел, Общество в течение одного года должно преобразоваться в открытое. Если число его акционеров не уменьшится до установленного предела, Общество подлежит ликвидации в судебном порядке.

Общество, на момент регистрации состоит из единственного акционера. Срок деятельности Общества не ограничен.

Общество вправе на территории РФ и за ее пределами, вне места своего нахождения создавать филиалы и открывать представительства, не обладающие статусом юридического лица.

Филиалы и представительства Общества осуществляют свою деятельность от имени создавшего их Общества. Ответственность за деятельность филиалов и представительств несет создавшее их Общество. Филиалы и представительства наделяются Обществом имуществом и действуют на основании утверждаемых Обществом положений.

Управление деятельностью филиалов и представительств осуществляется лицами, назначаемыми и освобождаемыми от должности Обществом. Руководители филиалов и представительств действуют на основании доверенности, получаемой от Общества.

Устав Общества должен содержать сведения о его филиалах и представительствах. Сообщения об изменениях в уставе общества, связанных с изменением сведений о его филиалах и представительствах, представляются органу государственной регистрации юридических лиц в уведомительном порядке. Указанные изменения в уставе общества вступают в силу для третьих лиц с момента уведомления о таких изменениях органа, осуществляющего государственную регистрацию юридических лиц.

Общество может иметь дочерние и зависимые общества с правами юридического лица на территории Российской Федерации, созданные в соответствии с настоящим Федеральным законом и иными федеральными законами, а за пределами территории Российской Федерации - в соответствии с законодательством иностранного государства по месту нахождения дочернего или зависимого обществ, если иное не предусмотрено международным договором Российской Федерации.

Общество признается дочерним, если другое (основное) хозяйственное общество (товарищество) в силу преобладающего участия в его уставном капитале, либо в соответствии с заключенным между ними договором, либо иным образом имеет возможность определять решения, принимаемые таким обществом.

Дочернее общество не отвечает по долгам основного Общества. Основное Общество имеет право давать дочернему обществу обязательные для последнего указания, отвечает солидарно с дочерним обществом по сделкам, заключенным последним во исполнение таких указаний. Основное Общество считается имеющим право давать дочернему обществу обязательные для последнего указания только в случае, когда это право предусмотрено в договоре с дочерним обществом или уставе дочернего общества.

В случае несостоятельности (банкротства) дочернего общества по вине основного Общества, последнее несет субсидиарную ответственность по его долгам. Несостоятельность (банкротство) дочернего общества считается происшедшей по вине основного Общества только в случае, когда основное Общество использовало указанные право и (или) возможность в целях совершения дочерним обществом действия, заведомо зная, что вследствие этого наступит несостоятельность (банкротство) дочернего общества.

Акционеры дочернего общества вправе требовать возмещения основным обществом (товариществом) убытков, причиненных по его вине дочернему обществу. Убытки считаются причиненными по вине основного Общества (товарищества) только в случае, когда основное Общество использовало имеющиеся у него право и (или) возможность в целях совершения дочерним обществом действия, заведомо зная, что вследствие этого дочернее общество понесет убытки.

При создании дочерних и зависимых обществ основное Общество должно иметь более 20 процентов голосующих акций дочернего или зависимого общества. При этом, основное Общество при создании дочернего или зависимого общества, обязано незамедлительно опубликовать сведения об этом в порядке, определяемом федеральным органом исполнительной власти по рынку ценных бумаг и федеральным антимонопольным органом.

Общество вправе осуществлять внешнеэкономическую деятельность в соответствии с законодательством Российской Федерации. Внешнеэкономическая деятельность Общества определяется экспортом и импортом продукции (работ,

услуг) как для собственных нужд, так и для насыщения российского и международного рынка товарами и услугами. Общество вправе участвовать в организации всех видов внешнеэкономической деятельности российских и зарубежных предприятий.

Общество несет ответственность по своим обязательствам всем принадлежащим ему имуществом. Общество не отвечает по обязательствам своих акционеров. Общество не несет ответственности по обязательствам РФ, ее субъектов и муниципальных образований, равно как и РФ, ее субъекты, муниципальные образования не несут ответственность по обязательствам Общества.

Акционеры Общества не отвечают по его обязательствам и несут риск убытков, связанных с деятельностью Общества, только в пределах стоимости внесенных ими вкладов. Учредители Общества, внесшие вклады в уставный капитал Общества не полностью, несут солидарную ответственность по его обязательствам в пределах стоимости неоплаченной части вклада каждого из учредителей Общества.

Уставный капитал Общества складывается из номинальной стоимости акций Общества, приобретенных акционерами и определяет минимальный размер имущества Общества, гарантирующего интересы его кредиторов. Общество при его учреждении размещает обыкновенные акции. Все акции Общества являются именными.

Уставный капитал Общества составляет 10 000 (десять тысяч) рублей. На момент регистрации Общества Уставный капитал внесен единственным акционером Галимьяновым Ильфатом Данияровичем в размере 100 % номинальной стоимостью 10 000 (Десять тысяч) рублей денежными средствами. Учредитель (акционер) Общества определил следующий размер и номинальную стоимость доли (акций) - 100 (Сто) акций номинальной стоимостью 100 (Сто) рублей одна акция.

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

В Обществе создается резервный фонд в размере 5 процентов от его уставного капитала. Резервный фонд Общества формируется путем обязательных ежегодных отчислений до достижения им размера, указанного выше. Размер ежегодных отчислений не может быть менее 5 процентов от чистой прибыли до достижения размера, установленного настоящим уставом. Резервный фонд Общества предназначен для покрытия его убытков, а также для погашения облигаций Общества и выкупа акций Общества в случае отсутствия иных средств. Резервный фонд не может быть использован для иных целей.

1.4 Организационно-производственная структура АО «Самотлорнефтепромхим»

Структура управления – это состав и соотношение внутренних звеньев предприятия: отделов, подразделений, лабораторий, цехов и так далее, составляющих единый, хозяйственный объект.

Организационная структура предприятия – это совокупность взаимосвязанных органов управления организации (отделов и служб), занимающихся построением и координацией функционирования системы менеджмента, разработкой и реализацией управленческих решений по выполнению бизнес-плана, инновационного проекта. В общем случае под структурой объекта понимается совокупность образующих его функциональных элементов и организация взаимосвязей между ними.

На предприятии АО «Самотлорнефтепромхим» действует линейно-функциональная структура управления (Приложение А).

Преимуществами этой структуры являются:

1. Высокая компетентность специалистов, отвечающих за конкретные функции.
2. Быстрое осуществление действий по распоряжениям и указаниям, отдающимся вышестоящими руководителями нижестоящим.
3. Рациональное сочетание линейных и функциональных взаимосвязей.

4. Стабильность полномочий и ответственности за персоналом.
5. Единство и четкость распорядительства.
6. Личная ответственность каждого руководителя за результаты деятельности.

К недостаткам данной структуры можно отнести:

1. Повышение степени обособленности работников различных функциональных подразделений и служб.
2. Вынесение всех вопросов их взаимодействия на уровень руководителя организации.
3. Длительная процедура принятия решений.

Во главе предприятия стоит Генеральный директор, которому подчиняются руководители функциональных подразделений: исполнительный директор, финансовый директор, главный инженер, заместитель генерального директора по Бурению и ЗБС, заместитель генерального директора по транспорту, заместитель генерального директора по ТиКРС, начальник службы безопасности, делопроизводство.

Исполнительного директора компании можно с уверенностью назвать «правой рукой» Генерального Директора. В отличие от непосредственных заместителей, в список обязанностей исполнительного директора входит курирование всех аспектов работы компании. Проще говоря, глава компании составляет бизнес-план, а исполнительный должен предложить тактику для воплощения намеченных планов. Благодаря подобному разделению труда Генеральный Директор получает возможность сосредоточиться на общении с деловыми партнерами и клиентами компании, без необходимости терять ресурсы для решения и контроля внутренних вопросов организации.

Финансовый директор — один из высших руководящих лиц компании, ответственный за управление финансовыми потоками бизнеса, за финансовое планирование и отчетность. Определяет финансовую политику организации, разрабатывает и осуществляет меры по обеспечению её финансовой устойчивости. Руководит

работой по управлению финансами исходя из стратегических целей и перспектив развития организации, по определению источников финансирования с учётом рыночной конъюнктуры. Подчиняется финансовый директор непосредственно генеральному директору. Финансовому директору подчиняется главный бухгалтер предприятия, бухгалтерия, финансовый отдел, директор департамента МТО, юридический отдел, тендерно-договорной отдел, департамент по работе с персоналом, ПЭО, отдел ОТиЗП, департамент ИТО.

Директор департамента МТО - организует обеспечение предприятия всеми необходимыми для его производственной деятельности материальными ресурсами требуемого качества и их рациональное использование с целью сокращения издержек производства и получения максимальной прибыли. Директору департамента МТО подчиняется отдел МТО, база МТО и центральный склад.

Главный инженер подчиняется генеральному и исполнительному директорам. К числу функции главного инженера можно отнести:

1. Определяет техническую политику и направления технического развития предприятия в условиях рыночной экономики, пути реконструкции и технического перевооружения действующего производства.

2. Обеспечивает необходимый уровень технической подготовки производств и его постоянный рост, повышение эффективности производства и производительности труда.

3. В соответствии с утвержденными бизнес-планами предприятия на долгосрочную и среднесрочную перспективу руководит разработкой мероприятий по реконструкции и модернизации предприятия, предотвращению вредного воздействия производства на окружающую среду, бережному использованию природных ресурсов, созданию безопасных условий труда и повышению технической культуры производства.

4. Организует разработку и реализацию планов внедрения новой техники и технологии, проведения организационно-технических мероприятий, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

5. Обеспечивает эффективность проектных решений, своевременную и качественную подготовку производства, техническую эксплуатацию, ремонт и модернизацию оборудования, достижение высокого качества продукции в процессе ее разработки и производства и т.д.

Главному инженеру подчиняются заместители генерального директора, директор департамента Бурения и ЗБС. Директору департамента по Бурению и ЗБС подчиняются главный технолог, главный геолог, ПТО по ЗБС, главный энергетик, служба КИПиА, начальник ЦИТС, главный механик.

Другие функциональные отделы, представленные в организационно-производственной структуре, выполняют иные функции, предусмотренные положениями о подразделениях, должностными инструкциями и характеристиками работ каждого отдельного работника предприятия.

В состав производственных подразделений АО «СНПХ», помимо аппарата управления предприятием (АУП), входят 10 экспедиций:

- Самотлорская экспедиция (Самотлорское месторождение ОАО «СНГ»)
- Самотлорская экспедиция (Северо-Варьеганское месторождение ОАО «ННП»)
- Муравленковская экспедиция (ООО «РН-Пурнефтегаз»)
- Бузулукская экспедиция
- Ставропольская экспедиция (ООО «РН-Ставропольнефтегаз»)
- Сахалинская экспедиция (ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»)
- Томское месторождение (АО «Томскнефть ВНК»)
- Мегионская экспедиция (ОАО «Славнефть-МНГ»)
- Верхнечонская экспедиция (ПАО «Верхнечонскнефтегаз»)
- Юганская экспедиция (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

В каждой экспедиции работают бригады ТКРС, ЗБС, а также участок химизации, база производственного обеспечения (БПО) и автоколонны.

1.5 Отраслевые особенности функционирования АО «Самотлорнефтепромхим»

1.5.1 Бурение эшелонное

Эксплуатационное бурение представляет собой процесс бурения добывающих, нагнетательных, контрольных и других скважин в соответствии с технологическими схемами (проектами) разработки, с планами опытной и опытно-промышленной эксплуатации. Является продолжением работ на скважине, которые были начаты при разведочном бурении.

Эксплуатационные скважины закладывают на полностью разведанном и подготовленном к разработке месторождении. Проведение данных скважин состоит из следующих основных операций:

- углубление скважин посредством разрушения горных пород буровым инструментом;
- удаление выбуренной породы из скважины;
- крепление ствола скважины в процессе ее углубления обсадными колоннами;
- проведение комплекса геолого-геофизических работ по исследованию горных пород и выявлению продуктивных горизонтов;

Все данные этапы технологического процесса выполняются в АО «СНПХ» высококвалифицированным персоналом, чей стаж на сегодняшний день измеряется не одним десятком тысяч пробуренных метров.

Комплексный подход к решению задач различных степеней сложности при строительстве скважин на всех этапах технологического процесса позволяет сохранять высокий темп работы. Эффективное взаимодействие между всеми структурами компании дает возможность также существенно сократить затраты времени на бурение.

В настоящее время АО «Самотлорнефтепромхим» для выполнения услуг эшелонного бурения имеет в наличии 14 станков:

- 11 Буровые установки типа БУ 5000/320 ЭК-БМЧ;

- 3 Буровые установки эшелонного типа 320т/ClusterSliderHR 5000.

Каждый из эшелонных станков оснащен Системой верхнего привода производства Bentec TD-350-НТ.

Географическая сеть работ АО «Самотлорнефтепромхим» на данных буровых установках широка и распространяется на месторождениях следующих компаний: ООО «РН-Юганснефтегаз», ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «РН-УВАТнефтегаз».

1.5.2 Мобильное бурение скважин

Мобильное бурение скважин – это бурение различного типа с мобильной буровой установки. Квалифицированная команда специалистов и производственно-техническое оснащение компании позволяет достичь проектную глубину за минимальное количество времени, сохраняя оптимальное состояние ствола скважины. Отличительной особенностью данного вида услуг являются:

- минимальные затраты на подготовку ранее отсыпанных кустовых площадок, что позволяет уплотнять сетку ранее разбуренного месторождения
- увеличение коэффициента извлечения нефти и газа с учетом ввода новых скважин
- проведение доразведки участков, не охваченных разработкой, с последующим заложением новых кустовых площадок.

АО «Самотлорнефтепромхим» – квалифицированный подрядчик с богатым опытом эксплуатационного бурения с различных буровых установок. На сегодняшний день имеются:

- 3 мобильные буровые установки типа ZJ-30 грузоподъемностью 180 т.
- 14 установок типа ZJ-40 грузоподъемностью 225 т.
- 2 мобильные установки типа ZJ-40 оснащены системой электрического верхнего привода 250EMIS 400 производства компании Tesco Corporation

1.5.3 Зарезка боковых стволов

Это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

По сравнению со строительством новых скважин зарезка боковых горизонтальных стволов позволяет обеспечить значительную экономию капитальных вложений. Другим важным преимуществом является то, что зарезка боковых стволов из действующего фонда скважин позволяет обеспечить существенную экономию затрат на обустройство. При этом не требуется большого дополнительного отвода земель во временное пользование (краткосрочную аренду) под площадки скважин и промысловые коммуникации.

Услуга зарезки боковых стволов востребована, когда ранее пробуренная скважина из категории эффективных переходит в категорию аварийных, истощённых или просто простаивающих по различным причинам скважин. Технология зарезки боковых, по сути, дополнительных стволов, не требует использования громоздкого оборудования, так как современные модели станков-подъёмников, обладают облегчённой конструкцией.

Экономический эффект от бурения боковых стволов трудно переоценить. Дешевле произвести зарезку боковых стволов, чем пробурить скважину-дублёр взамен подлежащей ликвидации. Посредством проведения данных работ можно существенно снизить количество воды в нефти, добываемой из основной скважины.

Боковые стволы бурят на уже используемом месторождении, что влечёт за собой определённые трудности. Есть риск пересечения ранее пробуренных скважин и боковых стволов, поэтому доверять выполнение подобных работ следует только профессионалам с опытом работ в данной сфере. Чтобы пересечения основ-

ной скважины и боковых стволов не произошло, необходимо внимательно рассчитывать траекторию направления новой скважины, с учётом вхождения её в продуктивный пласт, и размещения первоначальной скважины.

При зарезке боковых стволов используется буровой инструмент с меньшим диаметром, что обеспечивает ему свободное движение в колонне ранее пробуренной скважины. Маленький диаметр позволяет увеличить искривление второго ствола и уменьшить длину открытого первого ствола, что снижает расходы на обсадные трубы.

Немаловажную роль для организации безаварийной и эффективной работы играет и подбор раствора, используемого при бурении. Широкое распространение получили растворы на основе биополимеров, обладающих высокими техническими характеристиками. Их использование в 1,5 раза увеличивает удельную проводимость боковых стволов. Помимо всего прочего данные растворы позволяют бурить скважины с более сложной траекторией, благодаря сниженному гидравлическому сопротивлению при их использовании.

Наиболее перспективным является бурение горизонтального участка второго ствола длиной от ста до трёхсот метров.

Зарезкой боковых стволов компания занимается с 2008г. и за все время развития данного направления приобрела богатый опыт, что исчисляется не одним десятком тысяч пробуренных метров. На сегодняшний день у АО «Самотлорнефтепромхим» имеются 43 бригад ЗБС.

1.5.4 Капитальный и текущий ремонт скважин

Капитальный ремонт скважин работы, связанные с устранением различных неисправностей внутрискважинного оборудования, с проведением геолого-технических мероприятий, проводимых в призабойной зоне продуктивного пласта.

Основной целью направления является сокращение сроков ремонта, максимальное увеличение межремонтного периода работы скважин.

Начав свой проект с Бахилловской группы месторождений и 4 бригад ТКРС в 2004 году АО «Самотлорнефтепромхим» успешно ведет работы по КРС, наращивая производственно-технический потенциал и опыт специалистов. На сегодняшний день компания укрепила свои лидирующие позиции в качестве крупнейшей нефтесервисной компании России, имея в своем штате более 200 бригад ТКРС с парком современных установок УПА 60/80 с географией работ в:

- Западно-Сибирском нефтегазовом бассейне;
- Восточной Сибири;
- Оренбургской области;
- Сахалине;
- Ставропольском крае.

За последние несколько лет накопленный опыт капитального и текущего ремонта скважин более чем на 100 месторождениях по всей России в купе с современной технологической базой производственного обеспечения и высокой технической оснащенностью бригад позволяют планировать и реализовывать ремонты любой сложности.

1.6 SWOT-анализ

Применяемый для анализа среды метод ССВУ (англ. SWOT) – сила (strength), слабость (weakness), возможности (opportunities) и угрозы (threats) – является широко признанным подходом, позволяющим провести совместное изучение внешней и внутренней среды. Применяя метод ССВУ, удастся установить линии связи между силой и слабостью, которые присущи организации, и внешним угрозам и возможностями. Методология предлагает сначала выявление сильных и слабых сторон, а также угроз и возможностей, и после этого установление цепочек связей между ними, которые в дальнейшем могут быть использованы для формулирования стратегии организации.

Составим список сильных и слабых сторон, а также угроз и возможностей.

Сильные стороны:

- 1) Стабильное финансовое положение;
- 2) Высококвалифицированный, стабильный, опытный состав персонала, специалистов, служащих предприятия;
- 3) Хорошая репутация предприятия на рынке в течение 14 лет;
- 4) Наличие собственных баз производственного обслуживания.

Слабые стороны:

- 1) Зависимость от добывающей отрасли;
- 2) Нехватка квалифицированного персонала;
- 3) Текучка кадров.

Угрозы:

- 1) Повышение налоговых ставок;
- 2) Снижение объема добычи нефти по округу;
- 3) Изменение общественно-политической ситуации.

Возможности:

- 1) Рост спроса на внутреннем и внешних рынках;
- 2) Приобретение оборудования и использование новейших технологий;
- 3) Выход на новые рынки услуг.

Теперь, когда составлен список слабых и сильных сторон организации, а также угроз и возможностей надо установить связи между ними. Стратегии развития АО «Самотлорнефтепромхим» представлена на рисунке 1.2.

Из построенной матрицы наиболее привлекательной является стратегия, располагающаяся в поле: Сила и Возможности. Способность реализации инвестиционных проектов – выход на новые рынки. Реализация данной стратегии даст предприятию возможность выгодно вложить свободные средства, расширить линию производства и выйти на новые рынки.

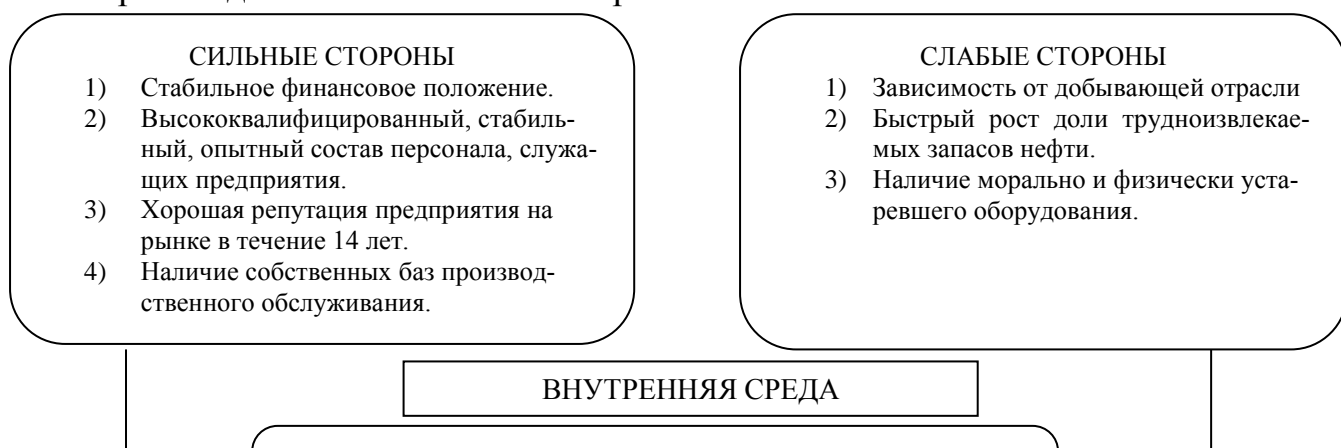


Рисунок 1.2 – Стратегии развития АО «Самотлорнефтепромхим» ССВУ-анализ

2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1 Анализ финансового состояния предприятия АО «Самотлорнефтепромхим»

2.1.1 Анализ состава и структуры баланса

2.1.1.1 Оценка динамики состава и структуры актива баланса АО «Самотлорнефтепромхим»

Основной составляющей анализа финансово-экономического состояния предприятия является общая характеристика состава и структуры актива и пассива баланса. Анализ актива дает возможность установить основные показатели, характеризующие производственно-хозяйственную деятельность предприятия:

- 1) Стоимость имущества предприятия, общий итог баланса;
- 2) Внеоборотные активы;

3) Стоимость оборотных средств.

По средствам горизонтального и вертикального анализа можно получить наиболее общее представление об имевших место качественных изменениях в структуре актива, а также динамике этих изменений.

Оценка этих изменений осуществляется в седеющей последовательности.

Первоначально 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 (выручка от реализации) и качественных (прибыль) результатов.

Оптимальное соотношение:

$$T_{п} > T_{в} > T_{а} > 100\%, \quad (1)$$

где $T_{п}$ - темп изменения прибыли,

$T_{в}$ - темп изменения выручки,

$T_{а}$ - темп изменения активов.

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.

Оценка общего изменения активов, выручки и прибыли АО «Самотлорнефтепромхим»

Таблица 2.1 – Расчет темпов изменения показателей общей стоимости имущества

Период	Темп изменения активов $T_{а}$, %	Темп изменения выручки $T_{в}$, %	Темп изменения прибыли $T_{п}$, %
2014 г.	157	142	244
2015 г.	131	107	120
2016 г.	111	125	102

Таблица 2.2 – Сравнительная динамика темпов изменения активов, выручки и прибыли АО «Самотлорнефтепромхим» за 2014-2016 гг.

Период	$T_{п} > T_{в} > T_{а} > 100\%$
--------	---------------------------------

2014 г.	244% > 142% < 157% > 100%
2015 г.	120% > 107% < 131% > 100%
2016 г.	102% < 125% > 111% > 100%

В течении всего анализируемого периода наблюдается отрицательная динамика изменения темпов роста активов и прибыли.

Далее охарактеризуем изменение мобильной и иммобилизованной частей имущества предприятия. В этом случае учитываем два критерия:

- 1) финансовый- более предпочтительный рост мобильной части оборотных средств;
- 2) производственный- нужно иметь в достаточный минимум внеоборотных активов.

Проанализируем состав и динамику изменений структуры активов предприятия, с помощью таблицы №, сформировав на основании годовой бухгалтерской отчетности предприятия.

Таблица 2.3 Состав и динамику изменений структуры активов предприятия

Статья баланса	Остатки по балансу, тыс. руб.						Изменение (+, -)		Темп прироста, %	
	2014 г.		2015 г.		2016 г.		2015 г.	2016 г.	2015 г.	2016 г.
	тыс. руб.	удельный вес, %	тыс. руб.	удельный вес, %	тыс. руб.	удельный вес, %				
I. Внеоборотные активы, в том числе:	2 800 851	35,24	5 316 291	51,11	4 801 624	41,65	2 515 440	-514 667	89,81	-9,68
Основные средства	2 798 030	35,21	5 300 970	50,96	4 788 002	41,54	2 502 940	-512 968	89,45	-9,68
Отложенные налоговые активы	2 821	0,04	15 321	0,15	13 622	0,12	12 500	-1 699	443,11	-11,09
II. Оборотные активы, в том числе:	5 146 395	64,76	5 085 082	48,89	6 725 577	58,35	-61 313	1 640 495	-1,19	32,26
Запасы	272 936	3,43	538 816	5,18	1 270 970	11,03	265 880	732 154	97,41	135,88
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	34 682	0,44	9 882	0,10	82	0,00	-24 800	-9 800	-71,51	-99,17
Дебиторская задолженность	3 421 572	43,05	4 456 582	42,85	5 380 274	46,67	1 035 010	923 692	30,25	20,73
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	276 967	3,49	373 299	3,59	816 728	7,09	96 332	443 429	34,78	118,79
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	-	-	200	0,00	239	0,00	200	39	-	19,50
Денежные средства и денежные эквиваленты	1 413 525	17,79	64 213	0,62	49 633	0,43	-1 349 312	-14 580	-95,46	-22,71
Прочие оборотные активы	3 680	0,05	17 188	0,17	24 378	0,21	13 508	7 190	367,07	41,83
Итого актив	7 947 246	100,00	10 401 373	100,00	11 527 201	100,00	2 454 127	1 125 828	30,88	10,82

Динамика внеоборотных и оборотных активов предприятия представлена на рисунке 2.1.

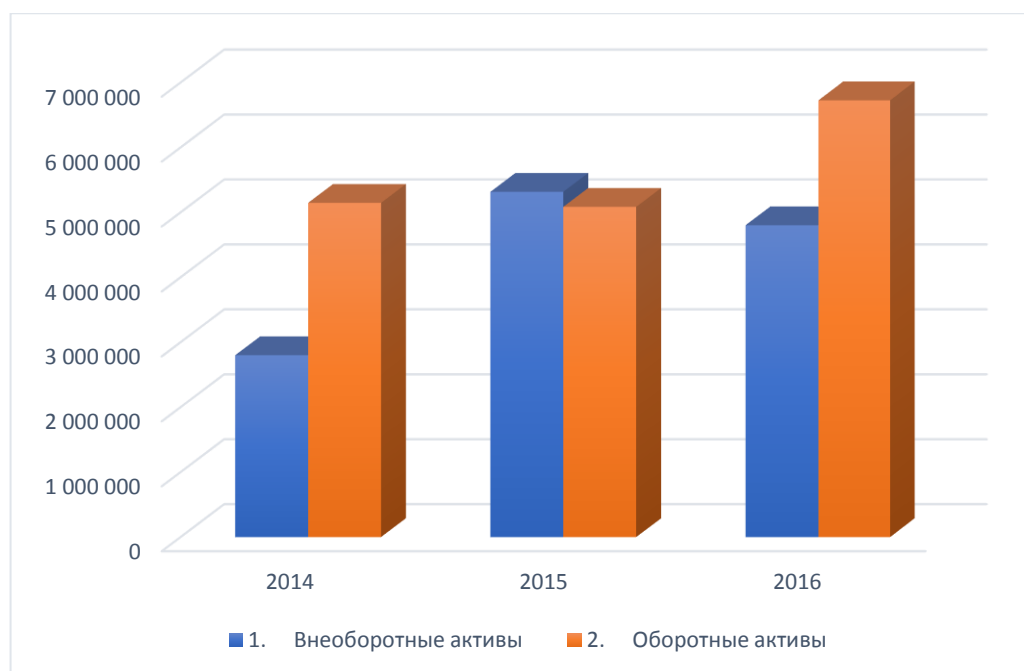


Рисунок 2.1 – Динамика внеоборотных и оборотных активов предприятия

На конец 2015 года внеоборотные активы составили 5 316 291 тыс. руб., а их удельный вес в общем имуществе предприятия увеличился на 15,87 % и составил 51,11%. При этом оборотные активы составили 5 085 082 тыс. руб., а их удельный вес составил 48,89%. Всего активы на конец 2011 года равны 10 401 373 тыс. руб., то есть произошло увеличение на 2 454 127 тыс. руб. Темп изменения имущества АО «Самотлорнефтепромхим» составил 30,88 %. При этом темп изменения внеоборотных активов за отчетный период равен 89,81%, а темп изменения оборотных активов за отчетный период равен -1,19%.

На конец 2016 года внеоборотные активы составили 4 801 624 тыс. руб., а их удельный вес в общем имуществе предприятия уменьшился на 9,46% и составил 41,65%. При этом оборотные активы составили 6 725 577 тыс. руб., а их удельный вес составил 58,35%. Всего активы на конец 2016 года равны 11 527 201 тыс. руб., то есть произошло увеличение на 1 125 828 тыс. руб. Темп изменения имущества АО «Самотлорнефтепромхим» составил – 10,82%. При этом темп изменения внеоборотных активов за отчетный период равен -9,68%, а темп изменения оборотных активов за отчетный период равен 32,26%. Более предпочтительным является рост оборотных активов, так как именно они приносят прибыль, в этом и находит свое

выражение финансовый критерий. Однако, необходимо учитывать и производственный критерий, то есть иметь достаточное количество внеоборотных активов. На конец 2015 года наблюдается незначительный рост внеоборотных активов по сравнению с оборотными активами, что можно рассматривать как отрицательную тенденцию развития предприятия. В 2016 году наблюдается обратная ситуация, внеоборотные активы уменьшились по сравнению с оборотными, тенденция развития предприятия изменилась с отрицательной на положительную.

Оборотные активы предприятия формируются в основном за счет запасов и дебиторской задолженности. Незначительную величину в составе оборотных средств составляют также НДС по приобретенным ценностям, краткосрочные финансовые вложения, денежные средства, прочие оборотные активы.

Стоимость запасов за исследуемый период увеличилась на 732154 тыс. руб. и составила 1270970 тыс. руб.

На всем промежутке исследования дебиторская задолженность имеет критическое значение (превышает 25-27% оборотных активов). Таким образом, за период с 01.01.2014 г. по 01.01.2016 г. оборотные активы предприятия за счет роста общей суммы дебиторской задолженности увеличились на 923692 тыс. руб.

В структуре баланса АО «Самотлорнефтепромхим» как на начало, так и на конец периода присутствуют краткосрочные финансовые вложения. В течение анализируемого периода их уровень возрос на 39 тыс. руб. и составил 239 тыс. руб.

Сумма свободных денежных средств на предприятии за период с 01.01.2014 года по 01.01.2016 год. снизилась на 12780 тыс. руб. и составила 49634 тыс. руб.

В исследуемом периоде организацией использовались прочие оборотные активы.

Для оценки основных средств целесообразно рассчитать показатели вооруженности труда и фондоотдачи.

Фондовооруженность (Фв):

$$Фв = Сф / Р, \quad (2)$$

где Сф-общая стоимость фондов;

Р-среднесписочная численность рабочих.

Фондоотдача (Ф_о):

$$\Phi_o = B / C_{\Phi}, \quad (3)$$

где В- выручка от продажи продукции (работ, услуг).

Среднесписочная численность рабочих на конец 2014 года составила 10853 человека. На конец 2015 года среднесписочная численность выросла до 11062 человек, а к концу 2016 данный показатель составил 11178 человек.

Рассчитаем и занесем в таблицу 2.3 значения показателей.

$$\Phi_{B2014} = 2798030 / 10853 = 257,81 \text{ тыс. руб./чел.}$$

$$\Phi_{B2015} = 5300970 / 11062 = 479,21 \text{ тыс. руб./чел.}$$

$$\Phi_{B2016} = 4788002 / 11178 = 428,34 \text{ тыс. руб./чел.}$$

$$\Phi_{o2014} = 16190377 / 2798030 = 5,79$$

$$\Phi_{o2015} = 17293355 / 5300970 = 3,26$$

$$\Phi_{o2016} = 21625601 / 4788002 = 4,52$$

Таблица 2.4 – Показатели эффективности использования основных средств

Показатель	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Отклонение 2015 г./2014 г.	Отклонение 2016 г./2015г.
Фондоотдача	5,79	3,26	4,52	0,56	1,38
Фондовооруженность	257,81	479,21	428,34	1,86	0,89

Согласно приведенным расчетам, фондоотдача за последние два года уменьшилась с 5,79 до 4,52, при этом наблюдается рост показателя в 2016 году по отношению к 2015 году на 1,38.

2.1.1.2 Оценка динамики состава и структуры пассива баланса АО «Самотлорнефтепромхим»

Для общей оценки имущественного потенциала предприятия проводится анализ динамики и структуры обязательств (пассива) баланса.

Структура пассива баланса отражает структуру капитала. Кроме того, в пассиве баланса отражена группировка не только о принадлежности капитала, но и по времени использования (долгосрочные, краткосрочные).

Финансовое состояние предприятия во многом зависит от того, какие средства оно имеет в своем распоряжении и куда они вложены. По степени принадлежности используемый капитал подразделяется на собственный (3 раздел баланса) и заемный (4 и 5 разделы баланса) По продолжительности использования различают долгосрочный (3 и 4 разделы баланса) и краткосрочный (5 раздел баланса)

При оценивании изменений в пассиве предприятия, обращают внимание на следующие моменты:

1. Изменение соотношения между собственными и заемными средствами;
2. Изменение соотношения между долгосрочными и краткосрочными заемными средствами;
3. Изменение соотношения между элементами краткосрочных заемных средств.

Оценка динамики и структуры обязательств с точки зрения его собственной и заемной частей приведены в таблицу 2.5 и на рисунке 2.2.

Далее проанализируем состав и структуру собственного и заемного капитала, соотношение между долгосрочными и краткосрочными заемными средствами и соотношение между элементами краткосрочных заемных средств.

Таблица 2.5 - Состав и динамика изменений структуры активов предприятия

Показатель	2014		2015		2016		Изменения 2015 к 2014		Изменения 2016 к 2015	
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%
Собственный капитал:	1 432 621,00	18,03	1 272 886,00	12,24	2 001 184,00	17,36	-159 735,00	-5,79	728 298,00	5,12
Уставный капитал	10,00	0,00	10,00	0,00	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резервный капитал	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1 432 610,00	18,03	1 272 875,00	12,24	2 001 173,00	17,36	-159 735,00	-5,79	728 298,00	5,12
Заемные капитал, в том числе:	6 514 626,00	81,97	9 128 487,00	87,76	9 526 018,00	82,64	2 613 861,00	5,79	397 531,00	-5,12
Долгосрочные обязательства, в том числе:	128 424,00	1,62	160 248,00	1,54	1 307 830,00	11,35	31 824,00	-0,08	1 147 582,00	9,80
Долгосрочные кредиты	0	0	0	0	1 313 498,00	11,39	1 313 498,00	-	1 313 498,00	11,39
Отложенные налоговые обязательства	128 425,00	1,62	160 249,00	1,54	176 332,00	1,53	31 824,00	-0,08	16 083,00	-0,01
Краткосрочные обязательства, в том числе:	6 386 202,00	80,36	8 968 239,00	86,22	8 218 188,00	71,29	2 582 037,00	5,86	-750 051,00	-14,93
Заемные средства	2 956 672,00	37,20	5 009 757,00	48,16	3 773 663,00	32,74	2 053 085,00	10,96	-1 236 094,00	-15,43
Кредиторская задолженность	3 415 424,00	42,98	3 881 876,00	37,32	4 380 408,00	38,00	466 452,00	-5,66	498 532,00	0,68
Всего пассивы	7 947 247,00	100,00	10 401 373,00	100,00	11 527 202,00	100,00	2 454 126,00	0,00	1 125 829,00	0,00

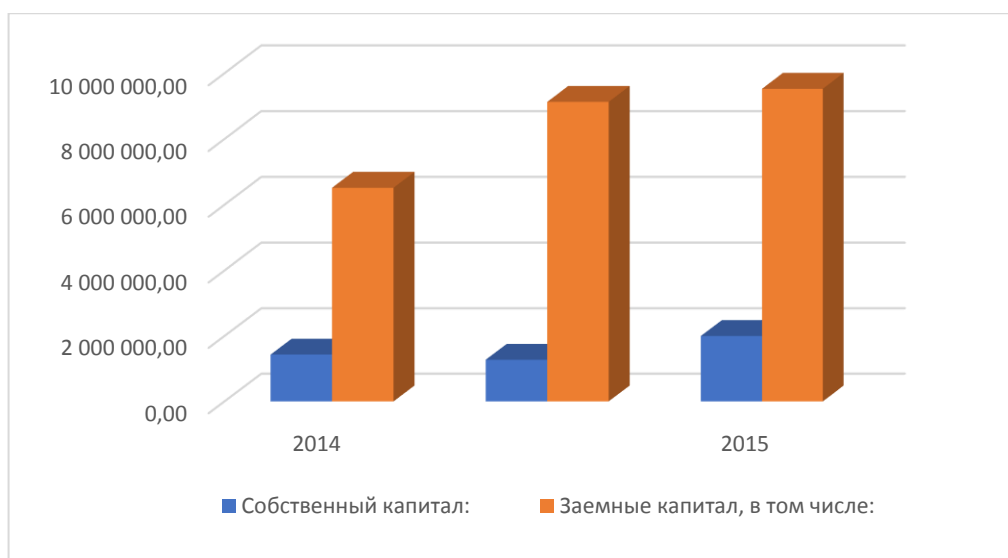


Рисунок 2.2 – Динамика обязательств предприятия

Долгосрочные обязательства за период анализа возросли на 1147582 тыс. руб. и составляют 1307830 тыс. руб. В структуре долгосрочных обязательств на начало периода присутствуют отложенные налоговые обязательства. В конце периода долгосрочные обязательства состоят из долгосрочных заемных средств 86,52%, отложенных налоговых обязательств на 13,48%.

Сумма заемных средств на 01.01.2016 г. снизилась по сравнению с положением на 01.01.2015 г. на 1 236 094 тыс. руб. и составила 3 773 663 тыс. руб. Сумма кредиторской задолженности на 01.01.2016 г. возросла по сравнению с положением на 01.01.2015 г. на 498 532 тыс. руб. и составила 4 380 408 тыс. руб. На протяжении анализируемого периода наблюдается высокий удельный вес кредиторской задолженности. По состоянию на 01.01.2015 г. ее уровень составляет 37,32% общей стоимости имущества предприятия, а на 01.01.2016 г. - 38%.

Соотношение дебиторской и кредиторской задолженности в исследуемом периоде не изменилось. То есть по состоянию на 01.01.2015 г. дебиторская задолженность превышает кредиторскую на 14,8%, а по состоянию на 01.01.2016 г. на 22,8%. Таким образом, за исследуемый период увеличилось отвлечение средств из оборота предприятия, возросло косвенное кредитование средствами данной организации других предприятий. Организация несет убытки от обесценения дебитор-

ской задолженности. Необходимо принять всевозможные меры по взысканию дебиторской задолженности в целях покрытия задолженности предприятия перед кредиторами.

Увеличение активов на 1 125 828 тыс. руб. сопровождается одновременным увеличением обязательств предприятия на 397 530 тыс. руб. Так как платежеспособность зависит от покрытия обязательств предприятия его активами, можно утверждать, что вследствие того, что активы организации возросли в большей степени, чем ее обязательства, отношение текущих пассивов к текущим активам изменилось и повлекло улучшение платежеспособности.

2.2 Анализ финансовой устойчивости предприятия

2.2.1 Абсолютные показатели финансовой устойчивости

В ходе производственной деятельности на предприятии идет постоянное формирование (пополнение) запасов товарно-материальных ценностей. Для этого используются как собственные оборотные средства, так и заемные (долгосрочные и краткосрочные кредиты, и займы). Анализируя соответствие или несоответствие (излишек или недостаток) средств для формирования запасов и затрат, определяют абсолютные показатели финансовой устойчивости.

Для полного отражения разных видов источников 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):

$$E_c = I_c - F, \quad (4)$$

где E_c - наличие собственных оборотных средств;

I_c - источники собственных средств (итог раздела III «Капитал и резервы»);

F — основные средства и вложения (итог раздела I баланса «Внеоборотные активы»).

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:

$$E_T = E_c + K_t \text{ (IV П)} = (I_c + K_T) - F, \quad (5)$$

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

K_T - долгосрочные кредиты и заемные средства (итог раздела IV баланса «Долгосрочные обязательства»).

3) Общая величина основных источников средств для формирования запасов и затрат - рассчитывается как сумма собственных оборотных средств, долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов:

$$E_{\Sigma} = E_T + K_t = (I_c + K_T + K_t) - F, \quad (6)$$

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

K_t = краткосрочные кредиты и займы.

Рассчитаем данные показатели для АО «Самотлорнефтепромхим» и отобразим результаты в таблице 2.6

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.

Таблица 2.6 – Расчет абсолютных показателей финансовой устойчивости

Показатель	В тыс. руб.		
	2014 г.	2015 г.	2016г.
Наличие собственных оборотных средств (E_c)	-1 368 231	-4 043 405	-2 800 440
Наличие собственных оборотных средств и долгосрочных заемных источников для формирования запасов и затрат (E_T)	-1 239 807	-3 883 157	-1 492 610
Общая величина основных источников средств для формирования запасов и затрат (E_{Σ})	5 146 395	5 085 082	6 725 578

$$1) \text{ Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств} \\ \pm E_c = E_c - Z, \quad (7)$$

где Z - запасы и затраты (стр. 1210 + стр. 1220 разд. II баланса «Оборотные активы»);

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

$$\pm E_T = E_T - Z = (E_c + K_T) - Z; \quad (8)$$

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

$$\pm E_\Sigma = E_\Sigma - Z = (E_c + K_T + K_L) - Z. \quad (9)$$

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.

Выделяются четыре основных типа финансовой устойчивости предприятия (таблица 2.8).

Таблица 2.7 – Показатели обеспеченности запасов и затрат источниками их формирования

В тыс. руб.

Показатель	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Z	307618	548 698	1 271 052
Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств	-1 675 849	-4 592 103	-4 071 492
Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных и долгосрочных заемных источников формирования запасов и затрат	-1 547 425	-4 431 855	-2 763 662
Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников для формирования запасов и затрат	4 838 777	4 536 384	5 454 526

Таблица 2.8 – Типы финансовой устойчивости предприятия

Тип финансовой устойчивости	Определяющие условия	Используемые источники покрытия затрат	Краткая характеристика
Абсолютная финансовая устойчивость	$\pm E_c \geq 0$ $\pm E_T \geq 0$ $\pm E_\Sigma \geq 0$	Собственные оборотные средства	Высокая платежеспособность; предприятие не зависит от кредиторов

Продолжение таблицы 2.8 – Типы финансовой устойчивости предприятия

Тип финансовой устойчивости	Определяющие условия	Используемые источники покрытия затрат	Краткая характеристика
Нормальная финансовая устойчивость	$\pm E_c < 0$ $\pm E_T \geq 0$ $\pm E_\Sigma \geq 0$	Собственные оборотные средства плюс долгосрочные кредиты	Нормальная платежеспособность; эффективное использование заемных средств; высокая доходность производственной деятельности
Неустойчивое финансовое состояние	$\pm E_c < 0$ $\pm E_T < 0$ $\pm E_\Sigma \geq 0$	Собственные оборотные средства плюс долгосрочные и краткосрочные кредиты и займы	Нарушение платежеспособности; необходимость привлечения дополнительных источников; возможность улучшения ситуации
Кризисное финансовое состояние	$\pm E_c < 0$ $\pm E_T < 0$ $\pm E_\Sigma < 0$	Собственные оборотные средства плюс долгосрочные и краткосрочные кредиты и займы	Неплатежеспособность предприятия; грань банкротства

Опишем данные типы финансовой устойчивости предприятия:

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

2) Нормальная устойчивость - предприятие оптимально использует собственные и кредитные ресурсы. Текущие активы превышают кредиторскую задолженность.

3) Неустойчивой финансовое состояние характеризуется нарушением платежеспособности: предприятие вынуждено привлекать дополнительные источники покрытия 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 кредиторских и дебиторских задолженностей и неспособность погасить их в срок. В рыночной экономике при неоднократном повторении такого положения предприятию грозит объявление банкротства.

Оценивая состояние финансовой устойчивости АО «Самотлорнефтепромхим» по вычисленным показателям обеспеченности запасов и затрат, можно сделать следующий вывод.

На протяжении анализируемого периода сохраняется неустойчивой финансовое состояние.

2014 г.:	$\pm E_c < 0$
	$\pm E_T < 0$
	$\pm E_\Sigma \geq 0$
2015 г.:	$\pm E_c < 0$
	$\pm E_T < 0$
	$\pm E_\Sigma \geq 0$
2016 г.:	$\pm E_c < 0$
	$\pm E_T < 0$
	$\pm E_\Sigma \geq 0$

2.2.2 Относительные показатели финансовой устойчивости

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

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

Базисными величинами могут быть: значения показателей за прошлый период; среднеотраслевые значения показателей; значения показателей конкурентов; теоретически обоснованные или установленные с помощью экспертного опроса оптимальные или критические значения относительных показателей. Данные значения указаны в таблице 2.9.

Таблица 2.9– Описание коэффициентов и базисных значений

Коэффициент	Что показывает	Как рассчитывается	Комментарий
1. Коэффициент соотношения заемных и собственных средств $Kз/с$	Сколько заемных средств, привлекло предприятие на 1 руб. вложенных в активы собственных средств	$Kз/с = (K_T + K_I) / I_c$ отношение всех обязательств к собственным средствам	$Kз/с < 0,7$. Превышение указанной границы означает зависимость предприятия от внешних источников средств, потерю финансовой устойчивости (автономности)
2. Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств $Kд/к$	Сколько долгосрочных обязательств, приходится на 1 руб. краткосрочных	$Kд/к = K_T / K_I$ отношение долгосрочных обязательств к краткосрочным	Чем выше показатель, тем меньше текущих финансовых затруднений
3. Коэффициент маневренности K_m	Способность предприятия поддерживать уровень собственного оборотного капитала и пополнять оборотные средства за счет собственных источников	$K_m = E_c / I_c = (I_c - F) / I_c$ отношение собственных оборотных средств к общей величине собственных средств (собственного капитала) предприятия	$K_m = 0,2... 0,5$. Чем ближе значение показателя к верхней границе, тем больше возможность финансового маневра у предприятия
4. Коэффициент обеспеченности собственными средствами K_o	Наличие у предприятия собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости. Критерий для определения неплатёжеспособности (банкротства) предприятия	$K_o = E_c / R_a$ отношение собственных оборотных средств к общей величине оборотных средств предприятия	$K_o \geq 0,1$. Чем выше показатель (0,5), тем лучше финансовое состояние предприятия, тем больше у него возможностей проведения независимой финансовой политики

Обозначения:

F - основные средства и вложения;

R_a - общая величина оборотных средств предприятия;

I_c - общая величина собственных средств предприятия;

E_c - величина собственных оборотных средств предприятия;

K_T - долгосрочные кредиты и займы;

K_t - краткосрочные кредиты и займы, кредиторская задолженность.

В активе основных относительных показателей для оценки финансовой устойчивости могут быть использованы коэффициенты, приведенные в таблице 2.8.

Приведем значения данных коэффициентов для АО «Самотлорнефтепромхим» в таблице 2.8 и отобразим их на рисунке 2.3.

Таблица 2.10 – Коэффициенты финансовой устойчивости АО «Самотлорнефтепромхим» за 2014-2016 гг.

Показатель	Норматив	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Изменение 2015/2014	Изменение 2016/2015
$K_{з/с}$	$< 0,7$	4,5	7,2	4,8	1,58	0,66
$K_{д/к}$	Чем выше, тем меньше текущие финансовые затруднения	0,02	0,02	0,16	0,89	8,91
K_m	0,2-0,5	-0,96	-3,18	-1,40	3,33	0,44
K_0	$\geq 0,1$	-0,27	-0,80	-0,42	2,99	0,52

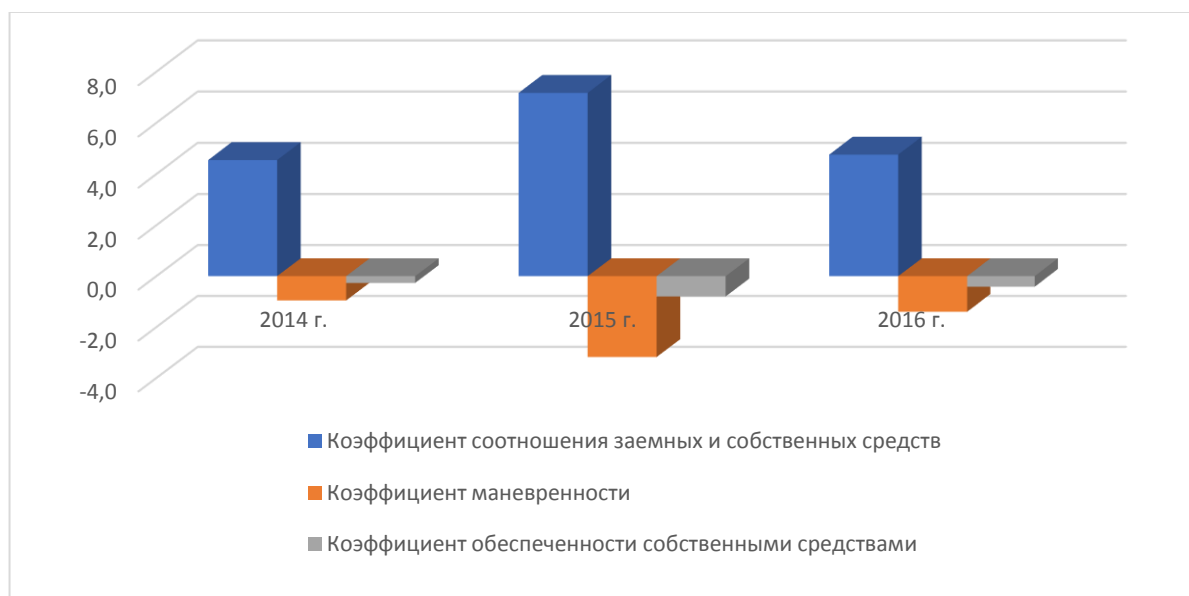


Рисунок 2.3 - Коэффициенты финансовой устойчивости АО «Самотлорнефтепромхим»

Анализ коэффициентов финансовой устойчивости АО «Самотлорнефтепромхим» привел к следующим результатам:

Коэффициент соотношения заемных и собственных средств (плечо финансового рычага), показывающий, сколько заемных средств привлекло предприятие на 1 рубль вложенных в активы собственных средств, не входит в пределы нормативного значения. Достаточно высокое значение данного показателя позволяет судить о низкой степени автономности предприятия.

Коэффициент маневренности ниже рекомендуемого значения на протяжении анализируемого периода.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами не соответствует нормативному значению на протяжении всего рассматриваемого периода.

В целом, анализ финансовой устойчивости позволяет сделать вывод о низкой финансовой устойчивости предприятия.

2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия

В условиях массовой неплатежеспособности и применения ко многим предприятиям процедур банкротства (признания несостоятельности) объективная и точная оценка финансово-экономического состояния приобретает первостепенное значение. Главным критерием такой оценки являются показатели платежеспособности и степени 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 на возможность получения кредита.

Ликвидность предприятия определяется наличием у него ликвидных средств, к которым относятся наличные деньги, денежные средства на счетах в банках и легко реализуемые элементы оборотных ресурсов. Ликвидность отражает способность предприятия в любой момент совершать необходимые расходы.

Для оценки платежеспособности и ликвидности могут быть использованы следующие методы:

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

2.3.1 Оценка ликвидности баланса

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

Для проведения анализа данных актива и пассива баланса, проводится группировка по следующим признакам:

1. По степени убывания ликвидности (актив);
2. По степени срочности оплаты(пассив).

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

A1- наиболее ликвидные активы. К ним относятся денежные средства предприятия и краткосрочные финансовые вложения;

A2- быстро реализуемые активы, включающие дебиторскую задолженность;

A3 – медленно реализуемые активы. К ним относятся запасы и прочие оборотные активы;

A4 – труднореализуемые активы- статьи 1 раздела баланса «Внеоборотные активы».

Группировка пассивов происходит по степени срочности их возврата:

П1-наиболее краткосрочные обязательства, краткосрочная кредиторская задолженность;

П2- краткосрочные пассивы: краткосрочные заемные обязательства, оценочные обязательства и прочие краткосрочные обязательства;

П3-долгосрочные пассивы-статьи IV раздела баланса «Долгосрочные обязательства»;

П4-постоянные пассивы- статьи раздела III баланса «Капитал и резервы», доходы будущих периодов.

Группировка активов и пассивов для проведения анализа ликвидности представлена в таблице 2.12, их значение в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Группировка активов и пассивов для проведения анализа ликвидности

Активы			Пассивы		
Название группы	Обозначение	Значение	Название группы	Обозначение	Значение
Наиболее ликвидные активы	A1	стр. 1250+1240	Наиболее срочные обязательства	П1	стр. 1520
Быстрореализуемые активы	A2	стр. 1230	Краткосрочные пассивы	П2	стр. 1510+1540+1550
Медленно реализуемые активы	A3	стр. 1210+1220+1260-1216	Долгосрочные пассивы	П3	стр. 1400
Труднореализуемые активы	A4	стр. 1100	Постоянные пассивы	П4	стр. 1300+1530-1216

Таблица 2.12 – Значение групп активов и пассивов баланса АО

Группа	В тыс. руб.		
	2014	2015	2016
A1	1 413 525	62 613	49 872
A2	3 421 572	4 456 582	5 380 274
A3	311 298	565 886	1 295 430
A4	2 800 851	5 316 291	4 801 624
П1	3 415 424	3 881 876	4 380 408
П2	2 970 778	5 086 363	3 837 780
П3	128 424	160 248	1 307 830
П4	1 432 620	1 272 886	2 001 184

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

Условия ликвидности баланса:

$$A1 \geq П1$$

$$A2 \geq П2$$

$$A3 \geq П3$$

$$A4 \leq П4$$

Необходимым условием абсолютной ликвидности баланса является выполнение первых трех неравенств. Четвертое неравенство носит балансирующий характер: его выполнение свидетельствует о наличии у предприятия собственных оборотных средств. Если любое из неравенств имеет знак, противоположный зафиксированному в оптимальном варианте, то ликвидность баланса отличается от абсолютной. В реальной жизни эти условия могут не выполняться. Поэтому ликвидность баланса проверяется по сумме $(A1+A2) \geq (П1+П2)$ -условие срочной или критической ликвидности баланса. Но если и это условие не выполняется, то должно выполняться условие долгосрочной ликвидности баланса: $A3 > П3$ -условие долгосрочной ликвидности.

Теоретически недостаток средств по одной группе активов компенсируется избытком по другой, но на практике менее ликвидные средства не могут заменить более ликвидные. Сопоставляя итоги группировки активов, указанные в таблице 2.13 для нашего предприятия, получаем:

Таблица 2.13- Группировка активов

2014 г.			2015 г.			2016 г.		
A1	<	П1	A1	<	П1	A1	<	П1
A2	>	П2	A2	<	П2	A2	>	П2
A3	>	П3	A3	>	П3	A3	<	П3
A4	>	П4	A4	>	П4	A4	>	П4

В таблице приведем значение сумм первых двух групп активов и пассивов анализируемого предприятия с целью оценки выполнения условий срочной ликвидности в 2014-2016гг.

Таблица 2.14 – Данные активов и пассивов баланса для оценки выполнения условия срочной ликвидности

	В тыс. руб.		
	2014	2015	2016
A1+A2	4 835 097	4 519 195	5 430 146
П1+П2	6 386 202	8 968 239	8 218 188

Коэффициент срочной ликвидности $K_{сл}$ показывает на сколько возможно будет погасить текущие обязательства, если положение станет действительно критическим.

$$K_{сл} = \frac{A1+A2}{П1+П2}, \quad (10)$$

$$K_{сл2014}=0,76,$$

$$K_{сл2015}=0,50,$$

$$K_{сл2016}=0,66.$$

Коэффициент срочной ликвидности на протяжении анализируемого периода меньше 1. Ликвидность баланса можно охарактеризовать как недостаточную. При этом в ближайший к рассматриваемому моменту промежуток времени организации не удастся поправить свою платежеспособность. Однако следует отметить, что перспективная ликвидность отражает некоторый платежный излишек. При этом отсутствует возможность увеличения текущей ликвидности в недалеком будущем, однако соблюдается минимальное условие финансовой устойчивости – наличие собственных оборотных средств.

2.3.2 Оценка относительных показателей ликвидности и платежеспособности

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

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

Данные показатели представляют интерес не только для руководителей предприятия, но и для внешних субъектов анализа; коэффициент абсолютной ликвидности представляет интерес для поставщиков сырья и материалов, коэффициент быстрой ликвидности - для банков.

Финансовые коэффициенты, применяемых для оценки ликвидности предприятия:

Коэффициент текущей ликвидности равен отношению стоимости всех оборотных средств организации к сумме стоимости краткосрочных обязательств. Коэффициент текущей ликвидности дает общую оценку ликвидности активов, показывая, сколько рублей текущих активов приходится на 1 руб. текущих обязательств. Коэффициент текущей ликвидности ($K_{т.л.}$), рассчитывается по формуле:

$$K_{т.л.} = AO / KO, \quad (11)$$

где АО-оборотные активы организации,

КО- краткосрочные обязательства.

Коэффициент быстрой ликвидности ($K_{б.л.}$) аналогичен коэффициенту текущей ликвидности, однако исчисляется по более узкому кругу текущих активов. Коэффициент быстрой ликвидности отражает платежные возможности организации при условии своевременного проведения расчетов с дебиторами.

Коэффициент быстрой ликвидности ($K_{б.л.}$), рассчитывается по формуле:

$$K_{б.л.} = (ДС + КФВ + ДЗ) / KO, \quad (12)$$

Где КФВ - краткосрочные финансовые вложения;

ДЗ - дебиторская задолженность.

Коэффициент абсолютной ликвидности равен отношению стоимости абсолютно ликвидных активов к сумме наиболее срочных обязательств и краткосрочных пассивов; это наиболее жесткий критерий ликвидности организации, который показывает, какая часть краткосрочных заемных обязательств может быть при необходимости погашена немедленно. Данный коэффициент показывает, какая часть текущего обязательства может быть погашена в ближайшее к моменту составления баланса время, что является одним из условий платежеспособности.

Коэффициент абсолютной ликвидности ($K_{а.л.}$), рассчитывается по формуле:

$$K_{а.л.} = \text{ДС} / \text{КО}, \quad (13)$$

где ДС-денежные средства,

КО- краткосрочные обязательства.

Финансовые коэффициенты и динамика их изменений , применяемые для оценки ликвидности АО «Самотлорнефтепромхим» приведены в таблице 2.15. и на рисунке 2.4 соответственно.

Таблица 2.15 – Коэффициенты ликвидности

Коэффициент	Ориентир	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Изменения	
					2015 г. к 2014 г.	2016 г. к 2014 г.
$K_{т.л.}$	2	0,808	0,572	0,825	-0,236	0,253
$K_{б.л.}$	> 1	0,222	0,009	0,009	-0,213	0,000
$K_{а.л.}$	0,2-0,5	0,222	0,007	0,006	-0,215	-0,001

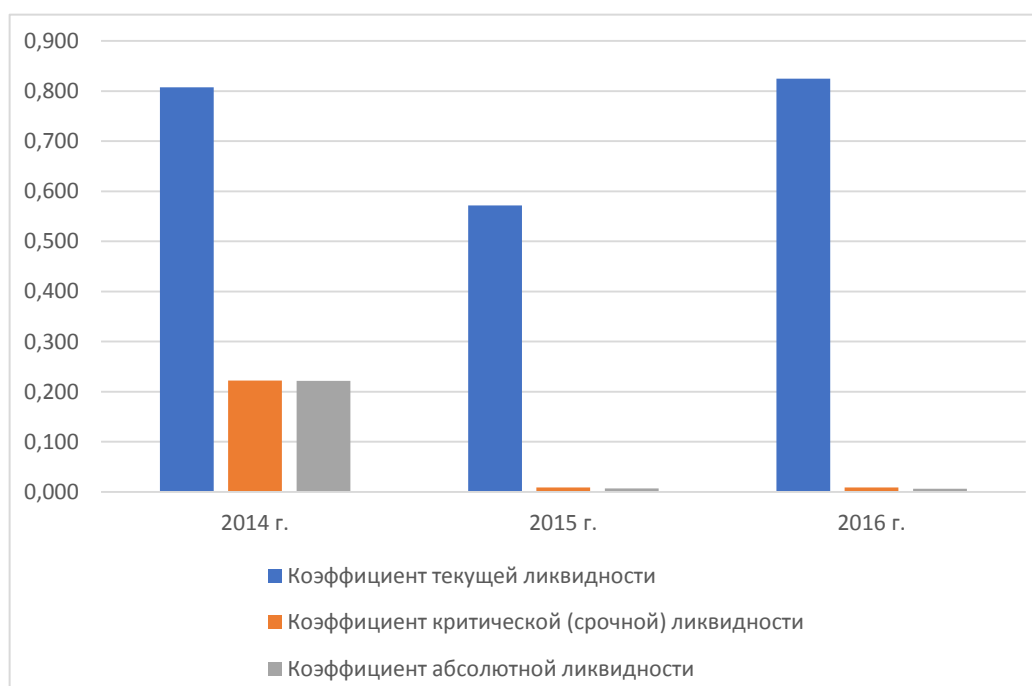


Рисунок 2.4 -Динамика изменений коэффициентов ликвидности

Расчеты показывают, что за анализируемый период практически все значения ликвидности ниже ориентировочного. Исключением является значение коэффициента абсолютной ликвидности за 2014 г.

За анализируемый период коэффициент текущей ликвидности увеличился на 0,235. При этом его значение осталось ниже ориентировочного.

Таким образом, основной причиной низкого значения данных коэффициентов могут быть высокий уровень дебиторской задолженности и сверхнормативные запасы.

2.4 Оценка деловой активности

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

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

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

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

Используемая система показателей деловой активности базируется на данных бухгалтерской (финансовой) отчетности предприятия. Это обстоятельство позволяет по данным расчета показателей контролировать изменения в финансовом состоянии предприятия.

Для расчета применяются абсолютные итоговые данные за отчетный период по выручке, прибыли и т.п. Но показатели баланса исчислены на начало и конец периода, т.е. имеют одномоментный характер. Это вносит некоторую неясность в интерпретацию данных расчета. Поэтому при расчете коэффициентов применяются показатели, рассчитанные к усредненным значениям статьям баланса. Можно также использовать данные баланса на конец года.

Коэффициент оборачиваемости оборотных средств ($K_{об}$):

$$K_{об} = B/A_{ср}, \quad (14)$$

где B - выручка от продажи продукции (работ, услуг);

$A_{ср}$ - средняя за период величина оборотных средств.

Продолжительность одного оборота (T) в днях исчисляется по формуле:

$$T = D_{п} / K_{об}, \quad (15)$$

где $D_{п}$ - длительность периода, за который определяется показатель.

Чем, меньше продолжительность оборота, при том же объеме реализованной продукции (работ, услуг), тем меньше требуются оборотные активы и наоборот.

Коэффициент обеспеченности оборотных активов собственными оборотными средствами ($K_{соc}$), который рассчитывает и трансформируется в двухфакторную модель следующим образом:

$$K_{соc} = COC/OA_{ср}, \quad (16)$$

$$COC = CK - BA, \quad (17)$$

где CK - собственный капитал организации,

BA - внеоборотные активы.

Коэффициент оборачиваемости материальных средств ($K_{омс}$), рассчитывается по формуле:

$$K_{омс} = B / (З + НДС), \quad (18)$$

где $З$ - запасы;

$НДС$ - налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям.

Длительность одного оборота материальных средств в календарных днях ($T_{омс}$), рассчитывается по формуле:

$$T_{омс} = 365 / K_{омс}, \quad (19)$$

Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности ($K_{одз}$) рассчитывается по формуле:

$$K_{одз} = B / ДЗ_{ср}, \quad (20)$$

где $ДЗ_{ср}$ - средняя за период дебиторская задолженность.

Длительность одного оборота дебиторской задолженности в календарных днях ($T_{дз}$), рассчитывается по формуле:

$$T_{дз} = 365 / K_{одз} \quad (21)$$

Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности ($K_{кз}$), рассчитывается по формуле:

$$K_{кз} = B / KЗ_{ср}, \quad (22)$$

где $KЗ_{ср}$ - средняя за период кредиторская задолженность.

Длительность одного оборота кредиторской задолженности ($T_{кз}$) в календарных днях, рассчитывается по формуле:

$$T_{кз} = 365 / K_{кз} \quad (23)$$

Продолжительность операционного цикла ($Ц_о$), рассчитывается по формуле:

$$Ц_о = C_{д/з} + C_{м ср}, \quad (24)$$

Продолжительность финансового цикла ($Ц_ф$), рассчитывается по формуле:

$$Ц_ф = Ц_о - C_{к/з} \quad (25)$$

Показатели деловой активности АО «Самотлорнефтепромхим» представлены в таблице 2.16 Динамика показателей деловой активности м за 2014-2016 гг. представлены на рисунке 2.5

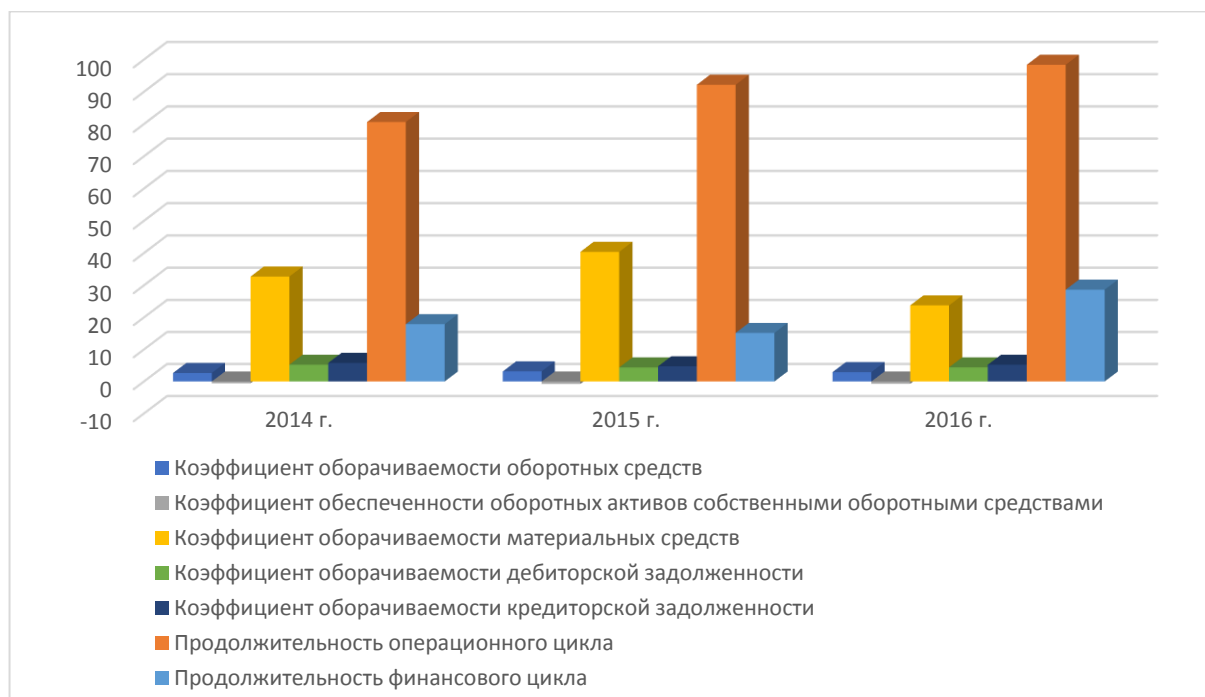


Рисунок 2.5 -Динамика изменений показателей деловой активности

Таблица 2.16 – Динамика показателей деловой активности

Показатель	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Изменения	
				2015 г. к 2014 г.	2016 г. к 2015 г.
Коэффициент оборачиваемости оборотных средств	2,66	3,16	2,93	0,50	-0,24
Продолжительность одного оборота	137,18	115,33	124,64	-21,84	9,31
Коэффициент обеспеченности оборотных активов собственными оборотными средствами	-0,53	-0,75	-0,69	-0,23	0,06
Коэффициент оборачиваемости материальных средств	32,74	40,39	23,77	7,65	-16,62
Длительность одного оборота материальных средств в календарных днях	11,15	9,04	15,36	-2,11	6,32
Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	5,25	4,39	4,40	-0,86	0,01
Длительность одного оборота дебиторской задолженности в календарных днях	69,48	83,14	83,01	13,66	-0,13
Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности	5,82	4,74	5,23	-1,08	0,50
Длительность одного оборота кредиторской задолженности в календарных днях	62,73	77,01	69,73	14,28	-7,28
Продолжительность операционного цикла	80,63	92,18	98,37	11,55	6,19
Продолжительность финансового цикла	17,90	15,17	28,64	-2,73	13,48

Коэффициент оборачиваемости оборотных средств за 2016 г. увеличился до 2,93.

Коэффициент оборачиваемости материальных оборотных средств уменьшился и составил 23,77, то есть уменьшилась скорость оборота запасов и затрат, число оборотов за отчетный период, за который материальные оборотные средства превращаются в денежную форму. Средний срок оборота материальных оборотных средств дней и составил 15,36 дней.

Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности составил 4,40, значит, число оборотов коммерческого кредита за период, предоставляемого предприятием, уменьшилось. Следовательно, произошло замедление оборачиваемости и улучшение расчетов с дебиторами.

Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности в 2016 году составил 5,23. Данный показатель дает представление о скорости оборота задолженности предприятия.

Коэффициент обеспеченности оборотных активов собственными оборотными средствами к концу 2016 года составил -0,69. Если значение данного показателя находится ниже, нормативного значения. Это говорит о том, что большая часть оборотных активов сформирована из кредитов, и других форм заемных средств. Если значение показателя находится в отрицательной зоне, то это может говорить вам, о том, что помимо оборотных активов формируются из заемных средств и внеоборотные активы. В данной ситуации финансовая устойчивость предприятия будет крайне мала.

Продолжительность операционного цикла увеличилась. Данный показатель характеризует общее время, в течение которого финансовые ресурсы находятся в материальных средствах и дебиторской задолженности.

Продолжительность финансового цикла также увеличилась. Данный показатель показывает время, в течение которого финансовые ресурсы отвлечены из оборота. Цель управления оборотными средствами - сокращение финансового цикла, то есть сокращение операционного цикла и замедление срока оборота кредиторской задолженности до приемлемого уровня. Увеличение данного показателя означает снижение эффективности.

2.5 Оценка рентабельности

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

Рентабельность – это относительный показатель, который обладает свойством сравнимости, может быть использован при сравнении деятельности разных

хозяйствующих субъектов. Рентабельность характеризует степень доходности, выгодности, прибыльности.

Предприятие считается рентабельным, если результаты от реализации продукции покрывают издержки производства и, кроме того, образуют сумму прибыли, достаточную для нормального функционирования предприятия. Экономическая сущность рентабельности может быть раскрыта только через характеристику отдельных показателей.

Поэтому основные показатели рентабельности можно объединить в следующие группы:

1. Показатели доходности имущества предприятия. Рассчитывается на основе выручки от реализации продукции (работ, услуг) и затрат на производство (рентабельность продаж, рентабельность основной деятельности);

2. Показатели доходности имущества предприятия. Формируется на основе расчета уровня рентабельности, в зависимости от изменения размера имущества (рентабельность всего капитала, рентабельность основных средств и прочих внеоборотных активов);

3. Показатели доходности используемого капитала. Рассчитываются на базе инвестируемого капитала (рентабельность собственного капитала, рентабельность перманентного капитала).

Ниже показан расчет основных показателей, характеризующих рентабельность предприятия.

При формулировании конечных выводов при анализе финансово-экономического состояния предприятия необходимо учитывать следующие особенности показателей рентабельности.

1. Показатели рентабельности отражают результативность работы предприятия за отчетный период. В хозяйственной деятельности предприятия могут происходить изменения, требующие крупных инвестиций и затрат. Но планируемый долгосрочный эффект показатели рентабельности не отражают.

2. Числитель и знаменатель показателя выражен в денежной форме, но в разной покупательной способности и ликвидности. Числитель показателя-прибыль. Она динамична, в ней отражен уровень цен, количество произведенной продукции, результат деятельности за истекший период. Знаменателем показателя в некоторых формулах может быть или собственный капитал, или внешние оборотные активы.

3. Высокому уровню рентабельности чаще всего соответствует большой риск и неустойчивость на рынке. Поэтому желание повысить платежеспособность, финансовую устойчивость предприятия может достигаться снижением эффективности его работы.

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

$$P = \Pi / V \times 100\%, \quad (26)$$

где P – рентабельность;

Π – прибыль предприятия;

V -показатель, по отношению к которому рассчитывается рентабельность.

1. Рентабельность продаж (R_n):

$$R_n = P_p / V, \quad (27)$$

где P_p - прибыль от реализации продукции (работ, услуг),

V - выручка от продажи продукции (работ, услуг).

2. Рентабельность всего капитала предприятия (R_k):

$$R_k = P_{\text{ч}} / V_{\text{ср}}, \quad (28)$$

где $P_{\text{ч}}$ - чистая прибыль после уплаты налога на прибыль,

$V_{\text{ср}}$ - средний за период итог баланса.

3. Рентабельность производственных фондов - показывает величину чистой прибыли, приходящейся на единицу стоимости производственных фондов ($R_{\text{пф}}$):

$$R_{\text{пф}} = P_{\text{ч}} / (F_0 + F_{\text{об}}), \quad (29)$$

где F_0 - средняя за период стоимость основных производственных фондов,

$F_{\text{об}}$ - средние остатки за период оборотных средств предприятия.

Показатели рентабельности АО «Самотлорнефтепромхим» приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Коэффициенты рентабельности

Коэффициент	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Рентабельность продаж	0,07	0,10	0,09
Рентабельность всего капитала	0,13	0,11	0,10
Рентабельность производственных фондов	0,14	0,12	0,12

2.6 Анализ затратности функционирования предприятия

Любая коммерческая организация в процессе своей деятельности несет определенные расходы. При формировании расходов по обычным видам деятельности согласно пункту 8 ПБУ 10/99 должна быть обеспечена их группировка по следующим элементам: материальные затраты; затраты на оплату труда; отчисления на социальные нужды; амортизация; прочие затраты.

Для целей управления в бухгалтерском учете организуется учет расходов по статьям затрат, при этом перечень статей затрат устанавливается организацией самостоятельно. В таблице 2.18 и на рисунке 2.6 отражены производственные затраты АО «Самотлорнефтепромхим».

Таблица 2.18 – Производственные затраты АО «Самотлорнефтепромхим»

Затраты	2015 г.		2016 г.	
	Тыс. руб.	%	Тыс. руб.	%
Материальные затраты	4 416 983	28,33	4 835 712	24,52
Расходы на оплату труда	4 909 941	31,49	5 696 935	28,88
Отчисления на социальные нужды	1 154 472	7,40	1 287 761	6,53
Амортизация	1 197 262	7,68	2 158 201	10,94
Прочие затраты	3 942 831	25,29	5 721 466	29,01
Итого по элементам	15 621 489	100,18	19 700 075	99,88
Изменение остатков (прирост -, уменьшение +): незавершенного производства, готовой продукции и др.	-28 172	-0,18	239 73	0,12
Итого расходы по обычным видам деятельности	15 593 317	100,00	19 724 048	100,00

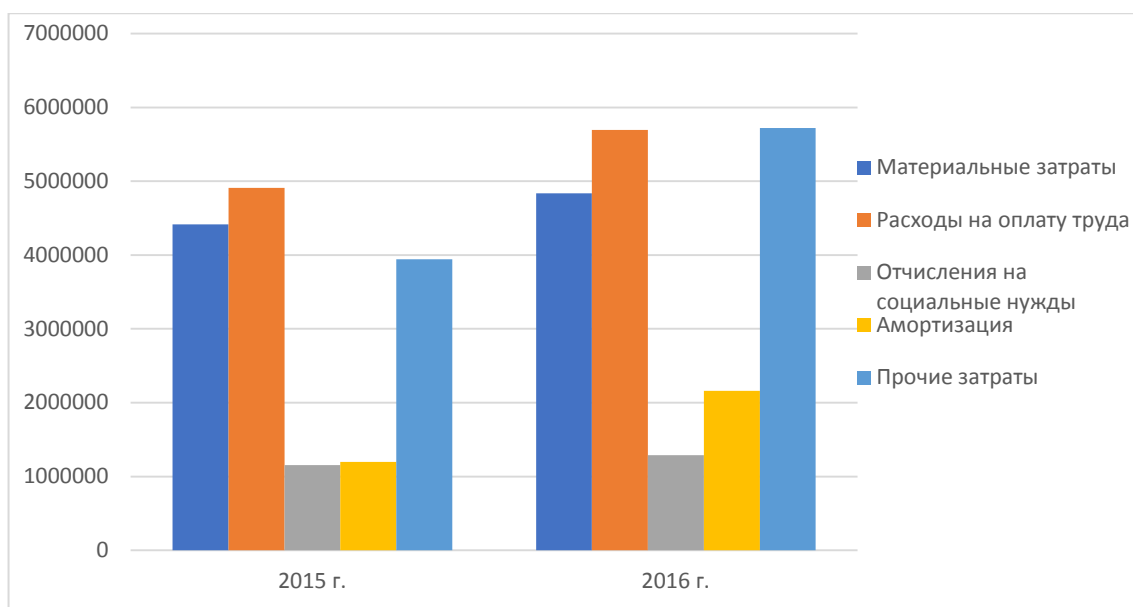


Рисунок 2.6 – Динамика производственных затрат

Данные таблицы 2.16 и рисунка 2.6 позволяют сделать вывод о преобладающей доле расходов на оплату труда, за анализируемый период удельный вес равен от 31,49 % до 28,88%. Что касается других элементов затрат, их удельный вес в среднем составил: амортизация (от 7,68% в 2015 году до 10,94% в 2016 году), материальные затраты (28,33% и 24,52% в 2015 и 2016 годах соответственно), отчисления на социальные нужды (от 7,40% в 2015 году до 6,53% в 2016 году). В целом за два года произошло увеличение производственных расходов на 26,5 %.

3 ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫЕ ВАРИАНТЫ ВЛОЖЕНИЯ СРЕДСТВ В АО «Самотлорнефтепромхим»

3.1 Обоснование использования системы TrackMaster для зарезки бокового ствола

В некоторых случаях, когда не удаётся справиться с осложнениями в стволе скважины, прибегают к забуриванию бокового ствола, чтобы их обойти. Зарезка бокового ствола, отклоняющегося от существующей скважины, производится по целому ряду различных причин. В редких случаях это происходит случайно. Гораздо чаще забуривание бокового ствола является альтернативой ликвидации шурфа под кондуктор в тех случаях, когда необходимо обойти металлические обломки в скважине или неустойчивые породы. Иногда забуривание бокового ствола делается для изменения положения забоя после неудачной попытки войти в перспективный пласт.

Все чаще, однако, зарезка боковых стволов становится частью стратегии добычи: боковые стволы зарезают от центрального ствола специально с целью строительства многозабойных скважин, а на нетрадиционных залежах зарезка горизонтальных боковых стволов выполняется для обеспечения максимального первичного вскрытия пласта. На дорогостоящих морских промыслах зарезка боковых стволов производится для извлечения направляющих обсадных труб на опорных плитах для бурения.

Как правило, чтобы определить местонахождение залежи, бурят вертикальную пилотную скважину и проводят комплекс геофизических исследований скважины, а затем уже от ствола пилотной скважины начинают зарезку наклонно-направленного участка. Если положение точки зарезки попадает на обсаженный участок, тогда устанавливают клин-отклонитель, фрезером вырезают окно в обсадной колонне и для заложения бокового ствола на несколько футов вглубь бурят пилотную часть. После замены компоновки низа бурильной колонны (КНБК) на компоновку для наклонно-направленного бурения продолжают бурение бокового ствола. Если положение точки зарезки попадает на необсаженный участок, клин

устанавливают в необсаженный ствол, и сразу после этого можно начинать бурение бокового ствола с помощью компоновки для наклонно-направленного бурения.

Значение указанных стратегий зарезки бокового ствола становится особенно важным по мере роста числа проектов бурения в сложных условиях, в особенности, проектов бурения на перспективные объекты в глубоководных условиях, для которых необходимо бурение стволов с большими отходами от вертикали, чтобы достичь нескольких целевых горизонтов и перспективных объектов, поскольку их оценка возможна только вскрытием пластов твёрдых и абразивных пород. В подобных условиях создаётся настоятельная потребность в унифицированной и надёжной технологии забуривания боковых стволов.

В некоторых режимах зарезки боковых стволов с надёжностью могут возникнуть проблемы. В большинстве случаев зарезку боковых стволов в необсаженной скважине проводят с цементного моста. Для этого бурят пилотный ствол, а затем устанавливают цементный мост, который должен выступать на несколько метров выше и ниже точки зарезки бокового ствола. После схватывания цементного раствора с помощью компоновки для наклонно-направленного бурения проводят отклонение траектории скважины.

Успех забуривания бокового ствола почти целиком зависит от целостности цементного моста, что, в свою очередь, зависит от предела прочности пласта при сжатии, качества цемента, закачиваемого в скважину, а также количества времени, выделенного на отверждение цемента, — в большинстве случаев, не менее 24 часов.

На основе опыта буровых работ был установлен целый ряд факторов, способных вызвать повреждение или разрушение цементного моста:

- промывочная жидкость может вызвать загрязнение цементного раствора;
- остатки бурового раствора или нефтяная пленка могут препятствовать сцеплению цемента со стенками скважины;
- объёмы закачки цемента в скважину могут быть недостаточными;
- из-за недостаточного времени ожидания затвердевания цемента прочность камня при сжатии может не достичь уровня, необходимого для удерживания моста;

– при несоблюдении рецептуры схватывание цемента может произойти вне предусмотренных для этого временных рамок.

В целостности цемента обычно убеждаются при помощи долота при попытке начать зарезку бокового ствола с цементного моста. При наличии какого-либо повреждения моста бурильщику приходится повторять всю процедуру заново: разбуривать стакан, поднимать инструмент из скважины, готовить материалы и делать новый замес, устанавливая новый мост, ожидать затвердевания и проводить новую попытку зарезки бокового ствола — все это связано с существенными дополнительными затратами.

Даже при успешной установке цементного моста затраты на него могут быть достаточно высокими. Цемент необходимо доставить на буровую, затворить, а затем закачать в скважину, где во время схватывания он должен выдерживаться под давлением. Затем необходимо спустить в скважину долото и разбурить цементный стакан до необходимой глубины точки зарезки.

Наряду с большими временными затратами дополнительные сложности могут возникать при создании точки зарезки в интервалах с высоким давлением или в стволах с большими отходами от вертикали.

С целью решения вышеуказанных проблем была разработана новая отклоняющая система. Система TrackMaster ОН для зарезки бокового ствола на необсаженных участках с клином-отклонителем позволяет бурильщику, закрепив скважинный якорь на месте, установить надежную точку зарезки на четко выверенной необходимой глубине и с необходимой ориентировкой, зачастую всего за один рейс инструмента. Для зарезки бокового ствола из обсаженной скважины по аналогичной процедуре предусмотрена система TrackMaster СН для обсаженных участков с клином-отклонителем. Надежность и точность работы, указанной выше комплексной системы с отклоняющим устройством была доказана на примере забуривания боковых стволов из обсаженных и необсаженных участков скважин на промыслах в США и Северном море.

Клинья-отклонители уже несколько десятилетий успешно применяют для зарезки боковых стволов из обсаженных участков скважин. Серия систем TrackMaster с отклоняющими устройствами была разработана для решения проблем забуривания боковых стволов из обсаженных и необсаженных участков скважин. В системе для необсаженной скважины предусматривается два возможных варианта установки клина, которые зависят от того, нужен ли доступ в интервал скважины ниже точки зарезки, или этот участок должен отсекается. Конструкция системы для обсаженной скважины предусматривает вырезание фрезером аккуратного окна в обсадной колонне перед дальнейшим бурением пород пласта.

Конструкция системы TrackMaster ОН для необсаженных участков с клином-отклонителем рассчитана на зарезку боковых стволов в тех случаях, когда изоляция нижней зоны не требуется. Система предусматривает проведение зарезки бокового ствола за один рейс без неопределённостей, связанных с установкой стандартного цементного моста. Для выполнения задач отхода от забоя систему можно расположить в любом месте по стволу вне зависимости от профиля скважины и состава пород пласта. В конструкции системы предусмотрен внутренний замок, удерживающий её на месте после установки якоря. Данный вариант обеспечивает точный контроль глубины и направления зарезки без затрат времени на ожидание застывания цементного моста.

В некоторых режимах при зарезке боковых стволов из необсаженных участков для изоляции участка ствола ниже точки зарезки требуется установка цементного моста. В подобных случаях предусматривается применение системы TrackMaster ОН-С для необсаженных участков с клином-отклонителем, которая позволяет проводить цементирование (рисунок 3.1)



Рисунок 3.1- Зарезка бокового ствола после закачки цемента

Данная система позволяет за один рейс установить клин, а под ним — цементный мост. Поскольку клин остается закреплённым на месте при помощи якоря, у бурильщика есть возможность проводить забуривание бокового ствола без ожидания застывания цемента. Систему TrackMaster СН для зарезки бокового ствола из обсаженных участков с клином применяют для вырезки полноразмерных окон в обсадных трубах, изготовленных из высококачественной стали и хрома (рисунок 3.2).

Данная система позволяет вырезать фрезером окна в нескольких обсадных колоннах, а затем на несколько метров углубляться в пласт для начала зарезки бокового ствола. Аналогичная система была разработана для применения при бурении через насосно-компрессорные трубы (НКТ). Система TrackMaster ТТ для зарезки боковых стволов через НКТ с клином-отклонителем позволяет вырезать окно через стандартную стальную обсадную колонну ниже лифтовой НКТ, а затем забуривать в пласт пилотный участок на 1—4,5 м (3—15 футов) для закладки бокового ствола. Система рассчитана на проход через НКТ, а затем закрепление якорем внутри хвостовика для вырезания окна в обсадной колонне. Подобное решение может служить экономически выгодной альтернативой подъёму подвески НКТ из действующих скважин перед зарезкой бокового ствола.

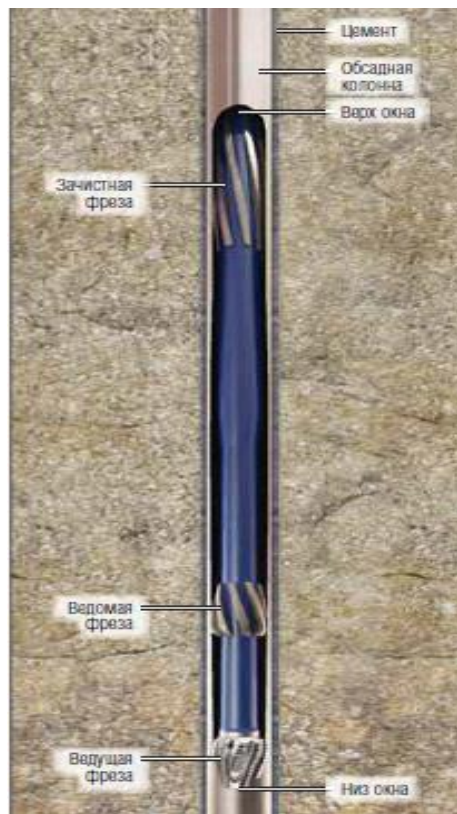


Рисунок 3.2- Вырезание окна

Системы серии TrackMaster с клиньями-отклонителями состоят из базовых узлов с возможными вариациями от моделей для открытых стволов до моделей для обсаженных стволов. Каждый узел представляет собой неотъемлемую составную часть всей системы и играет важную роль в обеспечении эксплуатационной надежности в работе все системы. Система для необсаженных стволов состоит из пяти узлов (рисунок 3.3):

- многократный перепускной клапан, который позволяет проводить в процессе бурения телеметрию данных о траектории скважины для азимутального ориентирования клина-отклонителя;
- спускной инструмент для установки якоря;
- буровое долото для забуривания бокового ствола;
- стальной клин-отклонитель для установления точки резки;
- скважинный якорь для крепления клина-отклонителя неподвижно на месте.

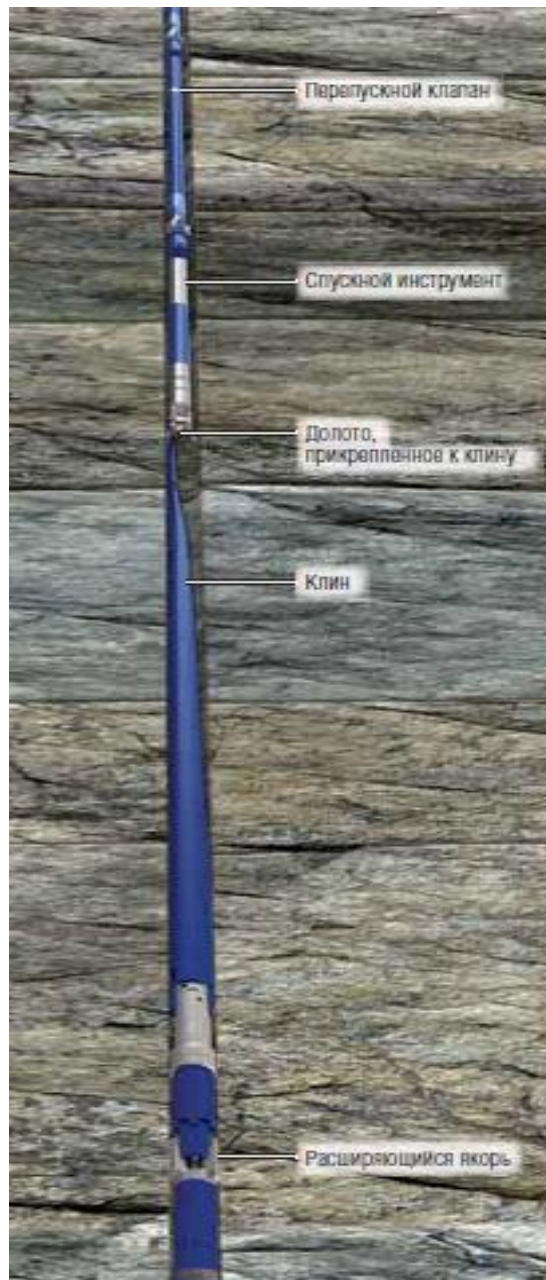


Рисунок 3.3 - Система TrackMaster OH

Вышеуказанные компоненты, а также узел хвостовика доставляют в скважину цементировочной системой для необсаженных скважин. После закачки цемента узел хвостовика может быть извлечён из скважины. В состав системы для обсаженных стволов входят от двух до четырёх фрез для вырезания окна в обсадной колонне и забуривания вглубь пласта. Ниже приводятся основные характеристики каждого узла.

В открытых скважинах для неподвижного крепления системы с клином-отклонителем используют расширяющийся якорь.

Якорь имеет гидропривод, устанавливается ниже клина по стволу, может спускаться на нужную глубину и приводиться в действие за один рейс. Сцепление со стенками ствола выполняется тремя стальными штифами, благодаря креплению якоря обеспечивается централизация и сопротивляемость осевым нагрузкам и скручивающему моменту. После активации якоря защита от случайного сжатия штифсов осуществляется контргайкой механического действия, находящейся внутри якоря, благодаря чему сохраняется точность глубины и направления за-резки бокового ствола. В системе для обсаженных стволов предусматривается че-тыре возможных варианта крепления клина (рисунок 3.4).

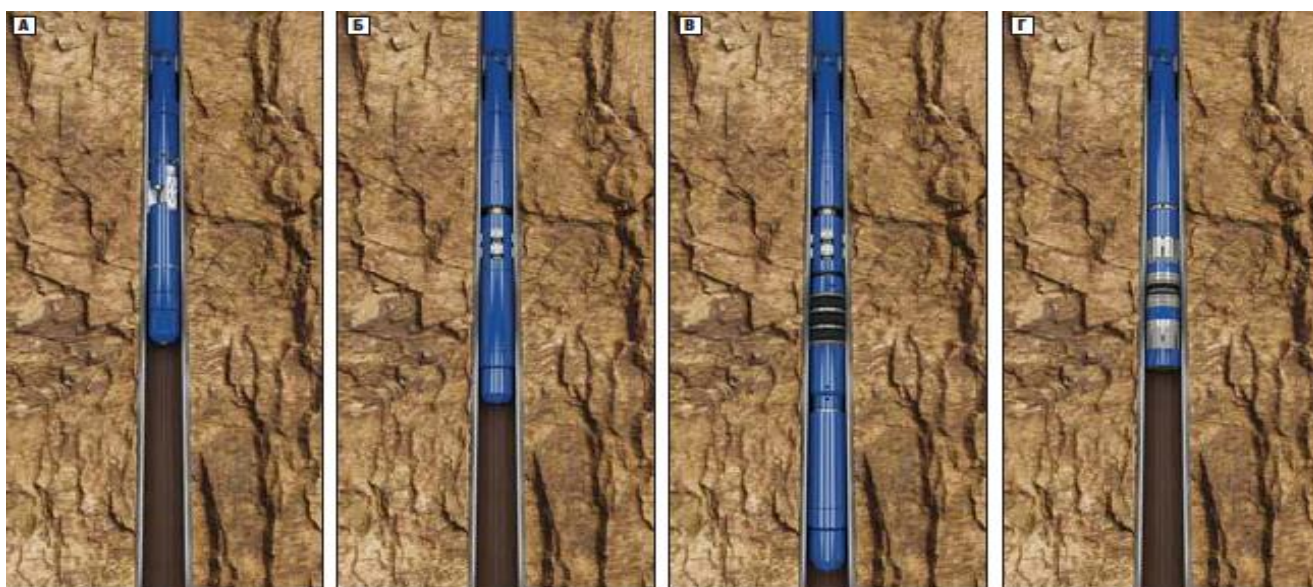
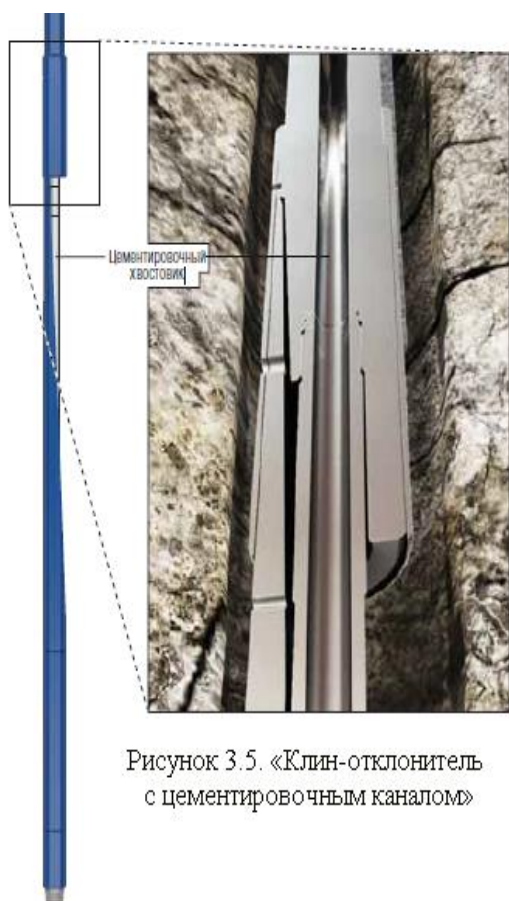


Рисунок 3.4 - Четыре возможных варианта крепления клина в обсаженном стволе

Расширяющийся скважинный якорь с гидроприводом (А) обеспечивает гиб-кость решений для всего спектра диаметров обсадных труб и применяется в тех случаях, когда разобщения участков ствола пакерующим элементом не требуется. Извлекаемый якорь (Б) устанавливается гидравлическим способом. Извлекаемый якорь с блоком пакера (В) также устанавливается гидравлическим способом и мо-жет использоваться при необходимости разобщения участков ствола пакерующим элементом. Якорь с неизвлекаемым пакером (Г) применяется при необходимости установки в скважине постоянного разобщающего барьера; как следует из назва-ния, данный пакер не подлежит извлечению из скважины.

Стальной клин-отклонитель применяется для отклонения долота или фрезы в направлении стенки ствола для начала зарезки бокового ствола. По мере движения долота или фрезы по уклону отклонителя начинается врезание в стенку ствола. Конструкция отклонителя играет очень важную роль в нормальной работе долота или фрезы при зарезке бокового ствола и, в конечном итоге, в результатах всей операции по бурению бокового ствола.



Клин серии TrackMaster точно соответствует размеру шарошки или поликристаллических алмазных вставок (PDC) долота, что способствует оптимизации работы долота вовремя зарезки бокового ствола из необсаженного участка. Для проведения цементирования в необсаженном стволе в клине имеется канал, в который помещается съёмный цементирующий хвостовик (рисунок 3.5). Благодаря применению фиксирующего патрона, расположенного ниже цементирующего хвостовика, обеспечивается удержание увеличенной длины трубы-хвостовика ниже якоря, что позволяет проводить селективное размещение цементного мо-

ста. После закачки цемента цементирующий хвостовик поднимают из скважины, и в неё сразу же опускают компоновку для наклонно-направленного бурения, чтобы начать зарезку бокового ствола с клина. В обсаженных стволах предусматривается применение специальной конструкции клина, которая способствует лучшему заходу режущей кромки на стенку обсадной колонны и позволяет снизить интенсивность искривления ствола. Такой клин делится на несколько секций в зависимости от угла наклона:

– Отклонитель с клиновым вырезом, расположенный в верхней части клина, обеспечивает угол отклонения, необходимый для начала резки стенки обсадной трубы. В него также помещается фреза для предохранения во время спуска компоновки в скважину.

– С помощью полноразмерной секции окну, вырезаемому в обсадной колонне, удаётся придать вытянутую форму, что помогает минимизировать интенсивность искривления ствола.

– Задача среднего отклонителя состоит в ускорении бокового движения ведущей фрезы после прохождения центральной точки отклонителя с целью снижения риска зарезания отверстия в кончике фрезы, а также для более полного захода фрезы в породу пласта, чтобы обеспечить вырезание окна и пилотной части ствола за один спуск компоновки.

– Задача выпускного отклонителя состоит в придании инструменту необходимого угла для надежного окончательного ухода фрезы с клина. Эта секция способствует минимизации возможности возврата фрезы в основной ствол.

Точка зарезки и пилотная часть нового ствола закладываются буровыми долотами или фрезами. В состав системы серии TrackMaster может включаться широкий спектр различных долот и фрез — от шарошечных конических долот до долот с поликристаллическими алмазными резцами (PDC), долот с твёрдосплавными резцами из карбида вольфрама и фрез, импрегнированных алмазами (рисунок 3.6).

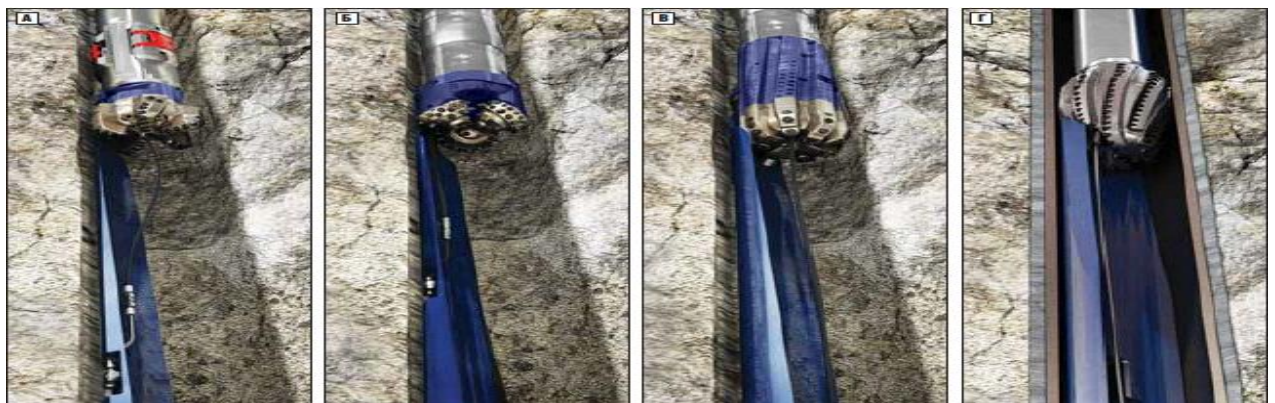


Рисунок 3.6 - Варианты использования коронок и фрез

Перед спуском в скважину коронка или фреза крепится на вершине клина. В компоновках для необсаженных стволов долото крепится на клине с помощью

срезных штифтов. В состав компоновки для необсаженных стволов может включаться долото с поликристаллическими алмазными резцами (PDC) (А), шарошечное коническое долото (Б) или долото, импрегнированное алмазами (В). Фрезы, входящие в комплект компоновок для обсаженных стволов, (Г) крепятся наверху клина с помощью разрывного (срезного) пальца. После ориентирования клина и установки якоря происходит отделение долота или фрезера от клина путём приложения усилия вверх или вниз для срезания точек крепления.

Специалисты по эксплуатации серии TrackMaster используют программу динамического моделирования, которая помогает бурильщикам сделать оптимальный выбор конфигурации долота или фрезы для выполнения своих задач.

При выполнении работ в обсаженных стволах в стандартный комплект фрезера входит ведущая, ведомая и зачистная фрезы. Геометрическая форма ведущей фрезы соответствует отклоняющим углам клина серии TrackMaster, что позволяет максимально увеличить заход вооружения фрезы на стенку обсадной колонны при минимизации нагрузки на скошенную поверхность клина. Благодаря этому удаётся перенаправить большую часть усилия фрезы на стенку обсадной колонны, а не на клин. В наличии имеется целый диапазон вооружения для ведущих фрез, которое способно обеспечить оптимальную работу оборудования при выполнении широкого спектра задач зарезки боковых стволов. Функция ведомой фрезы состоит в удлинении окна. Зачистная фреза используется для дальнейшей зачистки оконного выреза, чтобы обеспечить свободный проход через него последующих компоновок. В некоторых случаях зачистная фреза не входит в конструкцию, и тогда используется двухфрезная компоновка.

Спускной инструмент, который выполняет важную функцию установки клина в заданное положение, размещается над долотом или фрезером. В спускном инструменте предусмотрена подача чистой нефти или воды для приведения в действие гидравлической системы срабатывания якоря или пакера на клине. Для предотвращения загрязнения обрезками, стружкой или частицами бурового раствора применяется только чистая жидкость, поскольку указанные частицы могут

забить линию управления, по которой подается гидравлическое давление, необходимое для срабатывания якоря.

После спуска клина на заданную глубину и его ориентирования производится повышение давления нагнетания на устье для установки якоря. Давление подается на плавающий поршень, который по мере падения жидкости в якорь движется вниз и вколачивает штипы в стенку обсадной колонны. После установки якоря производится срезание долота или фрезера с клина. В этот момент происходит сброс всего объема чистой жидкости, попавшей между спускным инструментом и головкой фрезы, в затрубное пространство, что помогает поршню достигнуть забоя. Когда поршень находится на забое, это уже не мешает промывочной жидкости попасть в затрубное пространство и позволяет начать работу фрезы.

Во время спуска системы с клином в скважину и ориентирования клина промывка скважины регулируется многократным перепускным клапаном. Этот клапан также используется при проведении измерений в процессе бурения и гироскопии, когда требуется прокачивать раствор по замкнутой системе или подавать в гидроимпульсном режиме перед установкой якоря. Гидроимпульсный режим подачи жидкости применяется для телеметрии в процессе бурения на участке между скважинным азимутальным датчиком и устьем. Клапан настроен на циклические прогоны жидкости при каждом включении насосов и предусматривает возможность проведения пяти циклов, а затем, на шестом, — закрытия. Таким образом, у буровика имеется пять попыток, чтобы сориентировать клапан; чаще всего, всё заканчивается успехом уже на второй попытке. При закрытом клапане подаётся давление для срабатывания якоря.

Извлечение использованных буровых направляющих, бурение многоствольных скважин, обход боковым стволом металлических обломков на забое и бурение скважин с большими отходами от вертикали — вот неполный перечень технических проблем, которые могут ещё больше осложняться проблемами за-резки боковых стволов. Вместо того чтобы устанавливать клин только на 30°

справа или слева к верхней стороне ствола, система с клином TrackMaster обеспечивает необходимую гибкость для надежной резки боковых стволов при любой ориентации и при любом угле наклона ствола.

Это даёт прямой путь доступа к объекту, при котором отпадает необходимость забуривания ориентированного нового ствола в верхней стороне основного ствола. Операторам уже не нужно обуривать вбок и вниз для достижения объекта, что позволяет сократить время бурения. Теперь вместо обхода проблем боковым стволом операторы направляют боковой ствол прямо к их решению.

Совокупные капитальные вложения по проекту составят 29 498 тыс. рублей (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Смета капитальных вложений

Показатель	Стоимость, тыс. руб.
Приобретение системы TrackMaster	25000,0
Монтажные работы	2950,0
Пуско-наладочные работы	1398,0
Прочие капитальные вложения	150,0
Итого:	29498,0

О величине текущих издержек производства дает представление таблица 3.2.

Таблица 3.2 - Текущие издержки производства

Наименование	Всего текущих затрат, тыс. руб.
Материальные затраты	1915,20
Энергетические ресурсы	630,00
Транспортные расходы	593,00
Затраты на оплату труда	2 000,00
Социальные выплаты	604,00
Амортизация основных фондов	3 539,76
Прочие затраты	195,00
Итого затрат:	8 253,96
Текущие издержки без амортизации	4 714,20

Таблица 3.3 - Экономический эффект

Наименование	Значение, тыс. руб.
Дополнительная выручка от реализации услуг	21 000,00
Экономический эффект от реализации услуг	21 000,00

3.2 Обоснование использования ППУ UNISTEAM™-MPD

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) встречаются практически во всех регионах нефтедобычи. Химический состав отложений варьируется в зависимости от свойств добываемой нефти, а также от термодинамических и гидродинамических условий работы пластов, их геологических и физических особенностей, способов эксплуатации месторождений. АСПО образуются главным образом в НКТ, выкидных линиях и наземных сооружениях нефтепромыслов.

Образование парафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании происходит в связи с кристаллизацией и выпадением высокомолекулярных углеводородов (парафина, смол, асфальтенов) из-за снижения температурного режима потока нефти. Состав отложений зависит как от сорта нефти, так и от термодинамических условий, благодаря которым они возникают. Состав отложений может быть различен даже в пределах одной скважины, все зависит от условий, в которых происходит кристаллизация. В отложениях часто содержится вода и различные механические примеси. Интенсивность образования парафиновых отложений в значительной степени зависит от обводненности добываемой продукции.

Из-за отложений АСПО снижается эффективность работы и производительность скважин, быстрее изнашивается оборудование, в разы повышаются расходы на электроэнергию. В связи с этим борьба с отложениями АСПО является актуальной задачей для нефтепромышленного комплекса.

С этой целью проводится ряд мероприятий, позволяющих удалить уже имеющиеся отложения, и предупредить появление новых.

Для предотвращения появления новых АСПО на поверхность труб наносят различные защитные покрытия (стекло, эмаль, эпоксидную смолу); используют специализированное оборудование, сделанное из гидрофильных материалов. С этой же целью производят добавление разнообразных ингибиторов в добываемую продукцию.

Для удаления уже имеющихся АСПО проводят процедуры по очистке оборудования: механическим способом (скребками) и/или тепловым способом (паром, горячей нефтью).

Практически каждый подземный ремонт скважин предполагает поднятие труб на поверхность с целью удаления из них парафиновых отложений посредством пропаривания ППУ.

Скважины, оборудованные ШГН, очищают от парафиновых отложений посредством тепловой энергии пара, который закачивают в затрубное пространство скважины. Пар разогревает трубы, парафин внутри НКТ расплавляется и появляется возможность его выноса наружу. При этом нагретой струей нефти расплавляется парафин и в выкидных линиях.

Другой способ очистки предполагает закачку в скважину подогретой до 120°-150°С товарной нефти.

Для проведения тепловых обработок нефтяных скважин и другого нефтепромышленного оборудования используется специальная техника: парогенераторные установки (ППУА), предназначенные для выработки пара, и агрегаты АДПМ.

Установка ППУА предназначена для депарафинизации скважин, магистральных и промысловых нефтепроводов, а также для отогрева участков наземных коммуникаций, которые были заморожены в условиях умеренного климата. Также она может использоваться в процессе монтажа и демонтажа установок, применяемых при бурении скважин, и для любого другого оборудования, которое нуждается в отогреве.

Установка ППУА оснащена парогенератором, водяной, топливной и воздушной системой, приводом с трансмиссией, кузовом, электрооборудованием и вспомогательными узлами. Монтаж оборудования установки происходит на раме, которая закреплена на шасси высокой проходимости, и оборудована металличе-

ской кабиной, предохраняющей от природных осадков и пыли. Основное оборудование в качестве привода использует двигатель автомобиля, при этом управлять установкой можно из кабины.

Котловидные агрегаты установки способны работать от природного газа и жидкого топлива. Чтобы предупредить образование накипи, вода, которая попадает на нагревающие части, проходит очищение и обессоливание посредством специальных фильтров.

В существующих условиях передвижные генераторы, вырабатывающие пар, применяют достаточно редко. В основном их используют только там, где иные технологии не могут применяться по техническим причинам.

Агрегаты АДПМ предназначаются для проведения депарафинизации скважин посредством закачки в скважину горячей нефти. Монтаж агрегата проводится на автомобильном шасси и оснащен нагревателем нефти, нагнетательным насосом, системами подачи воздуха и тепла, системой автоматического управления и контрольно-измерительными приборами, а также технологическими и вспомогательными трубопроводами.

Основное оборудование, с размещенными на нем основными контрольно-измерительными приборами, с помощью которых можно управлять работой агрегата, в качестве привода также использует двигатель автомобиля.

Принцип работы АДПМ заключается в выкачивании насосом нефти из автоцистерн, и ее прокачки под давлением через систему нагревания и далее в скважину. После попадания в скважину горячая нефть расплавляет парафиновые отложения и переносит их в промышленную систему по сбору продукции.

1. Особенности и требования при тепловых обработках:
2. Периодичность проведения тепловых обработок и необходимое количество ППУ / АДП определяет, как правило, старший технолог промысла;
3. Проводить депарафинизацию скважин возможно как при работающем глубинном насосе, так и при его остановке в связи с затруднением удаления отложений парафина;

4. Перед закачкой пара в затрубное пространство скважины, следует предварительно прогреть манифольд до температуры 100-150 градусов по Цельсию;

5. Если во время чистки от парафиновых отложений скважину заклинило, полированный шток следует установить в верхнее положение, при этом головка балансира должна находиться в нижнем положении. После погружения штока, следует попытаться расшатать штанговую колонну.

Передвижная паропромысловая установка (ППУА) представляет собой автономный агрегат для нагрева воды и производства пара, которые затем используются в различных технологических процессах. Эта специальная инженерная техника является одной из самых востребованных в сфере добычи полезных ископаемых, заготовке леса и других областях применения, где организовать централизованную подачу горячей воды невозможно или слишком дорого.

Инженерная техника для водоподготовки и производства водяного пара может использоваться:

1. В транспортной сфере (в автомобильных перевозках и на железной дороге) – для подогрева цистерн, удаления из них парафиновых и иных отложений, разогрева насыпных грузов перед погрузкой и выгрузкой, а также для очистки подвижного состава ото льда.

2. В строительстве дорог и сопутствующей инфраструктуры – для нагрева до нужной температуры необходимых материалов (асфальтовой смеси, смолы, битума), а также для удаления загрязнений и льда с инженерной техники.

3. В коммерческом строительстве – с целью нагрева жидких бетонов, кладочных и штукатурных смесей при низкой температуре воздуха, обеспечения нормальных условий для затвердевания бетона, а также для очистки и разогрева специального транспорта и инженерной техники в зимнее время.

4. В коммунальной сфере – паропромысловые установки могут быть использованы в качестве отопительных систем, в том числе временных, а также для подачи горячей воды для помывки людей, приготовления пищи, мытья посуды и др.

Описываемая специальная техника может быть использована в местах ликвидации последствий стихийных бедствий или промышленных аварий, для оттаивания замерзшего водопровода и канализации, для удаления с тротуаров и проезжей части намерзшего льда. Кроме того, ППУА используются и в других подобных областях, где возникает необходимость в нагреве воды или производстве водяного пара.

В зависимости от конструктивного исполнения установок по подогреву воды и производству пара, различают такие виды специализированного оборудования:

1. Автономное оборудование на платформе грузового автомобильного транспорта. Необходимое оборудование устанавливается на платформе, которая в свою очередь монтируется на шасси машин УРАЛ, КАМАЗ и им подобных. Этим обеспечивается полная автономность парогенераторных установок и возможность самостоятельно передвижения к месту использования.

2. Паровое оборудование на прицепах. Это более универсальные устройства, которые монтируются на грузовом прицепе. Такое конструктивное исполнение позволяет избежать привязки к конкретному транспортному средству. Паро-промышленная установка доставляется к месту использования тягачом, после чего оставляется там до тех пор, пока в ней не отпадет необходимость.

3. Стационарные парогенераторные установки. Эти модели используются в случае, когда нет необходимости в частой перевозке оборудования с места на место. Блок ППУА доставляется к месту использования на платформе, после чего устанавливается на основании с помощью крана. Преимущество такого решения – низкая стоимость.

Паро-промышленные установки имеют следующие плюсы:

1. Установленные в них горелки способны создавать температуру до 1500 °С при расходе топлива на нагрев до 40 кг в час. В них используются горелки вихревого типа, которые потребляют на треть меньше топлива, чем традиционные нагревательные агрегаты.

2. В ППУА установлены собственные нагревательные агрегаты, что дает возможность организовать некоторые процессы (например, нагрев жидкости) еще во время движения автомобиля.

3. В агрегатах установлены фильтры и оборудование для предварительной подготовки жидкости для нагрева, что позволяет использовать воду из открытых водоемов и скважин, сократить непродуктивное использование установок для наполнения емкостей.

4. В кузовах передвижных паропромысловых установок предусмотрены помещения для обслуживания персонала и кабины оператора.

5. Управление и контроль за работой оборудования производится в автоматическом режиме, возможен сбор необходимых показателей и передача их по радиоканалу в общих диспетчерских пункт.

Паропромысловые установки – это наиболее удобный, эффективный и дешевый способ обеспечения горячей водой и паром промышленных процессов или бытовых нужд.

В рамках проекта предлагается приобрести паропромысловую установку для проведения депарафинизации в рамках оказания услуг по текущему и капитальному ремонту скважин.

Паропромысловые установки на прицепе — это компактная и менее дорогая версия паропромысловые установки на шасси, которая дополнительно оборудована дизельным генератором.

ППУ UNISTEAM™-MPD представляет собой доработанное шасси под установку и саму установку, которая в свою очередь состоит:

- КУНГ длиной 6020 мм металлокаркасный (рисунок 3.7, рисунок 3.8), снаружи обшитый стальным листом толщиной 1,2 мм, изнутри обшитый стальным оцинкованным листом толщиной 0,5 мм, утепленный пенополистиролом толщиной 40 мм, с тремя дверьми, тремя лестницами для подъема в КУНГ, одним люком для выхода пара, распашными воротами для демонтажа генератора, перегородкой между машинным отделением и отсеком генератора и одним окном.

- Платформа длиной 6000 мм металлокаркасная, утепленная пенополистиролом толщиной 40 мм, изготовленная с закладными элементами под монтаж оборудования.

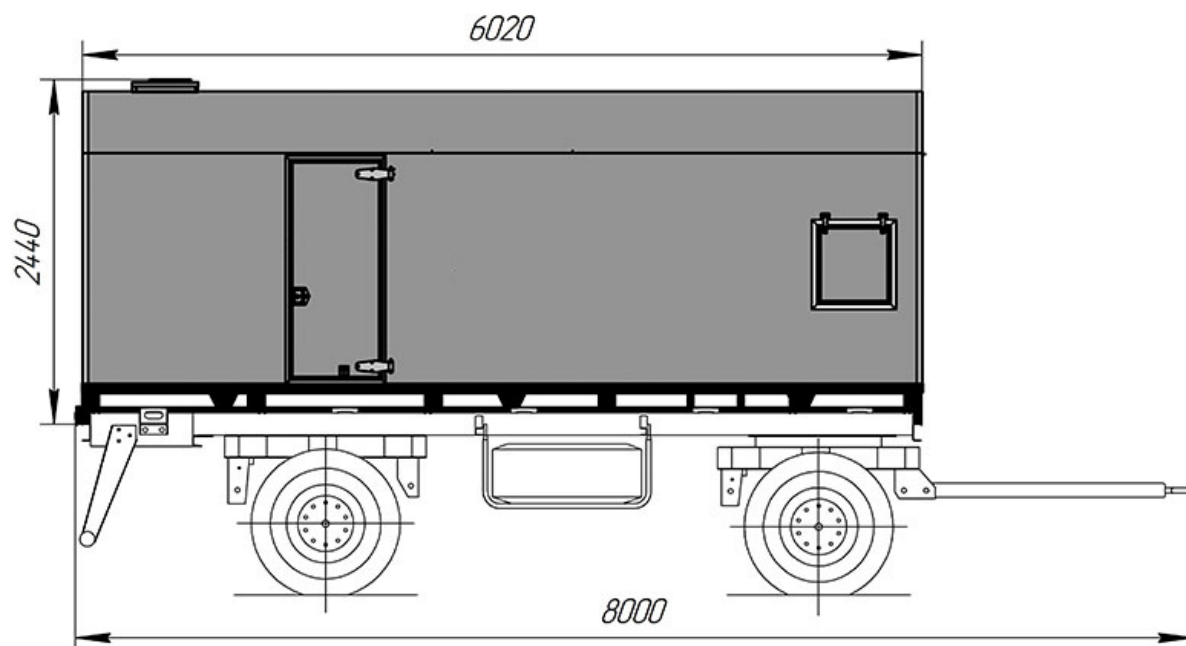


Рисунок 3.7 - ППУ UNISTEAM™-MPD

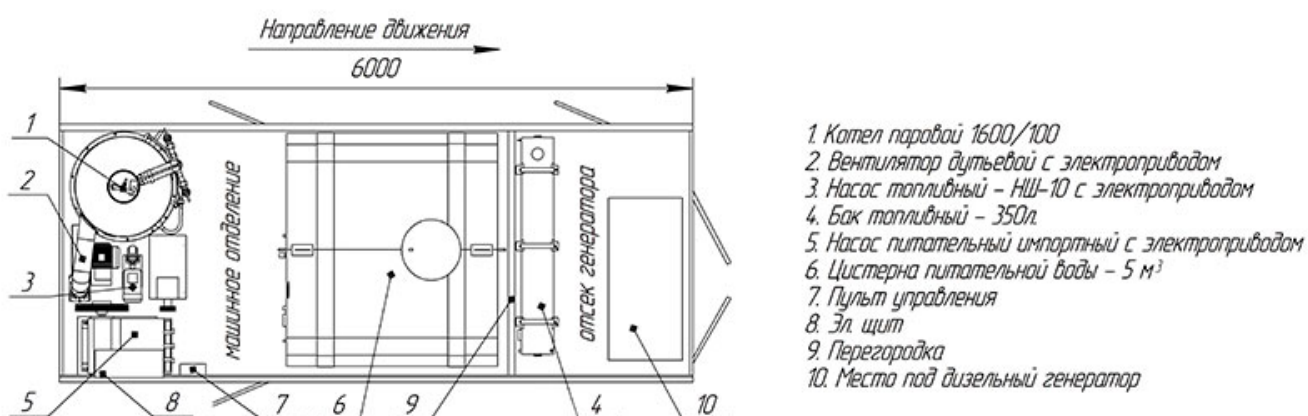


Рисунок 3.8 - ППУ UNISTEAM™-MPD

Оборудование:

1. Котел 1600/100 паропроизводительностью 1600 кг/ч, давлением 100 кгс/см².
2. Горелочное устройство жидкотопливное.
3. Насос питательный импортный с электроприводом.
4. Вентилятор дутьевой с электроприводом.
5. Бак топливный 350 л.

6. Насос топливный – НШ-10 с электроприводом.
7. Емкость питательной воды 5 м³.
8. Пульт управления установкой в КУНГе.
9. Щит электрический.
10. Комплекты и оборудование:
11. ЗИП установки и оборудования.
12. Сопроводительная документация.
13. Комплект магистралей (6×4,2 м).
14. Угловые отводы (4×90°).
15. Рукав ПАР-II (10 м) с пикой.
16. Огнетушитель.
17. Противооткатные упоры.

В сравнении с аналогичными установками, представленными на рынке UNISTEAM™-MPD имеет ряд преимуществ, сравнительная характеристика представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4-Параметры установок

Параметры установки	ППУ	ППУ UNISTEAM™-MPD
Производительность	1600 (±10%) кг/ч	1600 (±10%) кг/ч
Расход топлива	110 кг/ч	89 кг/ч, 119 м ³ /ч
Вид топлива	ДТ	ДТ, газ
Время с момента пуска котла до получения пара	20 минут	10 минут

На основании данных, приведенных в таблице 3. можно сделать следующие выводы: предложенная к приобретению ППУ более экономична и быстродействительна в отличии от аналогов, важным преимуществом является возможность эксплуатации установки на природном газе.

Учитывая среднюю стоимость ДТ и природного газа 46,90 и 17,30 за 1 литр соответственно, а также средний расход топлива, экономия за час работы установки на природном газе составит ориентировочно 3100,00 руб. или 150%.

Таблица 3.5 - Капитальные вложения на приобретение оборудования

Наименование	Сумма, тыс. руб.
--------------	------------------

1.1 Приобретение ППУ	2 500,00
1.2. Прочие капитальные вложения	150,00
Итого	2 650,00

Помимо единовременных затрат, реализация данного инвестиционного проекта приведет к увеличению текущих издержек, которые представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Текущие издержки

Наименование	Всего текущих затрат, тыс. руб.
1. Материальные затраты	2 730,00
1.1 Сырье и материалы (топливные ресурсы)	2 580,00
1.2 Затраты на обслуживание	150,00
2. Затраты на оплату труда	550,00
3. Социальные выплаты	160,00
4. Амортизация основных фондов	318,00
5. Прочие затраты	100,00
Итого затрат:	3 863,00
Текущие издержки без амортизации	3 454,00

Осуществление данных затрат (единовременных и текущих) будет являться целесообразным в случае получения экономического эффекта в размере 4 750,00 тысяч рублей в год.

При расчете экономического эффекта (таблица 3.4) стоимость ДТ и природного газа зафиксирована на протяжении всего периода в размере 46,90 руб. и 17,30 руб. за 1 литр соответственно. Данный экономический эффект образуется в связи с разницей уровня затрат на топливо выбранной ППУ UNISTEAM™-MPD и аналогов.

Таблица 3.7 - Экономический эффект

Наименование	Значение, тыс. руб.64
1. Экономический эффект от эксплуатации ППУ	4 950,00
2.Экономический эффект итого	4 950,00

3.3 Методические основы оценки эффективности инвестиционного предложения

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

Выделяют следующие показатели эффективности инвестиционного проекта относительно интересов его участников:

- показатели коммерческой (финансовой) эффективности, учитывающие финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников;
- показатели бюджетной эффективности, отражающие финансовые последствия проекта для федерального, регионального или местного бюджетов;
- показатели экономической эффективности, учитывающие затраты и результаты, связанные с реализацией проекта, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта и допускающие стоимостное измерение.

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

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

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

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (30)$$

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

T - период планирования;

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

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^+) \times \alpha_t - K \quad (31)$$

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.

Сумма дисконтированных капиталовложений (K), вычисляется по формуле:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \times \alpha_t \quad (32)$$

где K_t - капиталовложения на t -ом шаге.

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

Индекс доходности - это отношение приведенного эффекта к приведенным капиталовложениям:

$$ИД = \frac{1}{K} \times \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^+) \times a_t \quad (33)$$

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

Внутренняя норма доходности – это норма дисконта (E), при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям, то есть E находится из уравнения:

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t^+}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+E)^t} \quad (34)$$

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

Срок окупаемости - показывает минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится и остается неотрицательным. Иными словами, это период, начиная с которого первоначальные вложения и другие затраты, связанные с инвестиционным проектом, покрываются суммарными доходами от его осуществления. По мнению ряда российских исследователей, следует включать в план реализации только те проекты, для которых срок окупаемости не превышает 2 – 3 лет.

Если чистый дисконтированный доход по годам одинаковый, то для расчета простого срока окупаемости используем формулу:

$$PP = \frac{I}{CF_t} \quad (35)$$

Для расчета дисконтированного срока окупаемости, используем формулу:

$$DPP = t_0 - (\text{ЧДД}' / (\text{ЧДД} - \text{ЧДД}')) , \quad (36)$$

где DPP - срок окупаемости по дисконтированным потокам

t_0 – год внедрения проекта

ЧДД' – последнее отрицательное значение ЧДД

ЧДД – первое положительное значение ЧДД

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

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

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

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

Необходимым критерием осуществимости инвестиционного проекта является положительность сальдо накопленных денежных потоков в любом временном интервале, в котором осуществляют затраты и получают доходы. Отрицательная величина сальдо накопленных денежных потоков свидетельствует о необходимости привлечения дополнительных собственных или заемных средств и отражения этих средств в расчетах эффективности.

3.4 Оценка коммерческой эффективности системы TrackMaster

Чистый приток денежных средств от осуществления проекта составит 13736,59 тыс. руб.

Финансирование инвестиционного проекта предполагается осуществить за счет собственных средств предприятия.

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

- продолжительность периода планирования принята 8 лет (8 шагов);

- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконта принята на уровне 19 % в год;
- цены, тарифы и нормы изменяются на протяжении всего периода планирования.

При расчете затрат на инвестиционный проект, необходимо учитывать рост цен в связи с инфляцией. Любой инвестор желает вложить деньги так, чтобы его состояние ежегодно увеличивалось, но это невозможно, если не брать во внимание темп роста инфляции.

Норма дисконтирования установлена из условий:

- ключевая ставка ЦБ РФ – 7,25% на 26.03.2018г.;
- инфляция 4%
- риск недополучения прибыли 7,75%.

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

Экономический эффект по мероприятию формируется за счет снижения затрат времени на вырезание окна из эксплуатационной колонны. На рисунке 3.9 представлена сравнительная таблица затрат времени.

Со снятием колонны универсальным вырезающим устройством		Вырезание с клин-отклонителем	
Операция	Время, час	Операция	Время, час
ГИС	3	ГИС	3
ПЗР	2	ПЗР	2
СПО	20	СПО	9,3
Вырезание колонны	26,5	Вырезание «окна»	7,8
Цементаж и ОЗЦ	38		
Бурение и наработка желоба	16,5		
Итого:	106		22,1

Рисунок 3.9-Сравнительная таблица затрат времени на вырезание окна из эксплуатационной колонны

Таблица 3.1.1 – Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

В тыс. руб.

Наименование	Шаг (год) планирования							Итого за период	
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024		7 2025
1. Поток реальных средств (ЧРД)									
1.1. По шагам	-15 761,41	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	80 394,74
1.2. Нарастающим итогом.	-15 761,41	-2 024,82	11 711,78	25 448,37	39 184,96	52 921,55	66 658,14	80 394,74	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)									
2.1. По шагам	-15 761,41	11 543,35	9 700,30	8 151,51	6 850,01	5 756,31	4 837,24	4 064,90	35 142,21
2.2. Нарастающим итогом.	-15 761,41	-4 218,05	5 482,24	13 633,76	20 483,76	26 240,07	31 077,31	35 142,21	

Таблица 3.1.2 – Сальдо денежных потоков

В тыс. руб.

Наименование	Шаг (год) планирования							Итого за период	
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024		7 2025
1. Поток реальных средств	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	109 892,74
1.1. По шагам	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	13 736,59	27 473,18	41 209,78	54 946,37	68 682,96	82 419,55	96 156,14	109 892,74	

Таблица 3.13 – Ставка дисконтирования и чистый дисконтированный доход

Наименование	Шаг (год) планирования										Итого за период
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025			
0	-15 761,41	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	13 736,59	80 394,74
0,1	-15 761,41	12 487,81	11 352,56	10 320,50	9 382,28	8 529,34	7 753,95	7 049,04			51 114,07
0,2	-15 761,41	11 447,16	9 539,30	7 949,42	6 624,51	5 520,43	4 600,36	3 833,63			33 753,40
0,3	-15 761,41	10 566,61	8 128,16	6 252,43	4 809,56	3 699,66	2 845,90	2 189,15			22 730,07
0,4	-15 761,41	9 811,85	7 008,47	5 006,05	3 575,75	2 554,11	1 824,36	1 303,12			15 322,28
0,5	-15 761,41	9 157,73	6 105,15	4 070,10	2 713,40	1 808,93	1 205,96	803,97			10 103,83
0,6	-15 761,41	8 585,37	5 365,86	3 353,66	2 096,04	1 310,02	818,76	511,73			6 280,03
0,7	-15 761,41	8 080,35	4 753,15	2 795,97	1 644,69	967,46	569,10	334,76			3 384,06
0,8	-15 761,41	7 631,44	4 239,69	2 355,38	1 308,55	726,97	403,87	224,37			1 128,87
0,9	-15 761,41	7 229,79	3 805,15	2 002,71	1 054,06	554,77	291,98	153,68			-669,28
1	-15 761,41	6 868,30	3 434,15	1 717,07	858,54	429,27	214,63	107,32			-2 132,13
0,8602	-15 761,41	7 384,36	3 969,60	2 133,93	1 147,14	616,66	331,50	178,20			0,00

В тыс. руб.

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта по приобретению системы TrackMaster представлены в таблицах 3.5-3.10

За период планирования, жизненный цикл (8 лет), инвестиционный проект по приобретению системы TrackMaster потребует 29498 тыс. руб. капитальных вложений и принесет на конец периода планирования 81574,66 тыс. руб. чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта системы TrackMaster составит 109892,74 тыс. руб., чистый дисконтированный доход –64640,21тыс. руб.

Индекс доходности, исчисленный по дисконтированным потокам, составляет:

$$ИД = \frac{64640,21}{29498} = 2,19$$

Индекс доходности, исчисленный по реальным потокам, составляет:

$$ИД = \frac{109892,74}{29498} = 3,725$$

Индекс доходности $ИД > 1$, что свидетельствует об эффективности данного инвестиционного проекта.

Расчет внутренней нормы доходности сводится к расчету такой нормы дисконтирования (E), которая обращает в нуль величину чистого дисконтированного дохода (рисунок 3.11).

По рисунку 3.10 видно, что внутренняя норма доходности инвестиций составляет 86,02 % в год.

Таким образом, положительный чистый дисконтированный доход 64 640,21 тыс. руб. и индекс доходности, равный 2,19, позволяют охарактеризовать проект как эффективный.

Внутренняя норма доходности 86,02 % и срок окупаемости 1 год 2 месяца устраивают предприятие, как инвестора. Положительное сальдо денежных потоков свидетельствует об осуществимости проекта при избранной схеме финансирования.

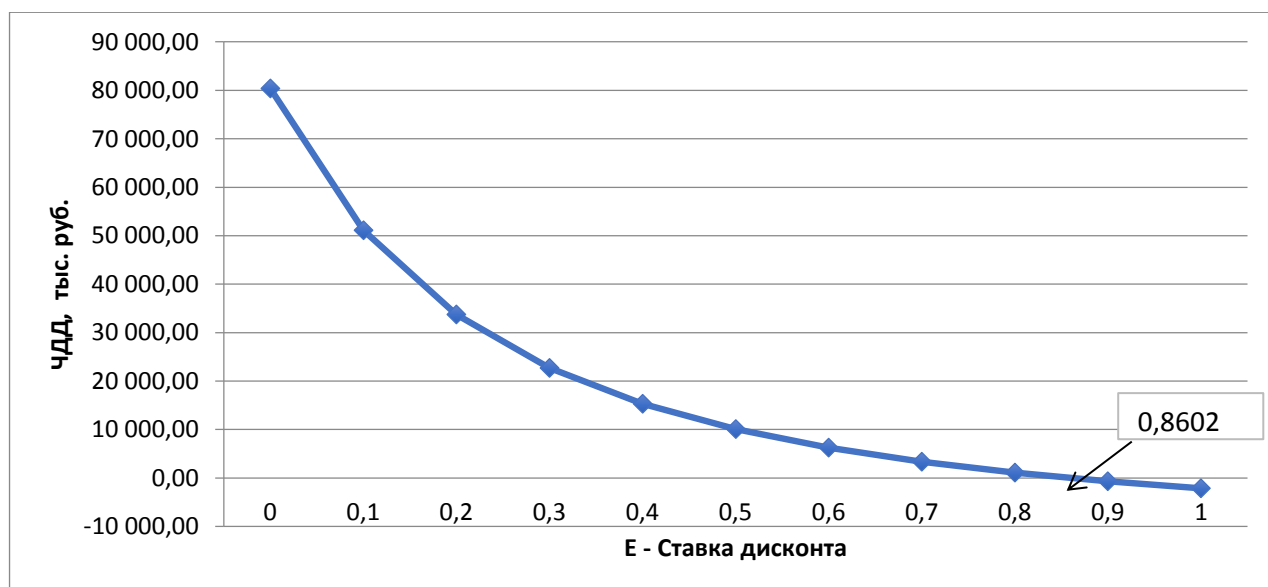


Рисунок 3.10 – Определение внутренней нормы доходности (ВНД)

На основе данных таблиц составлен график (рисунок 3.9), наглядно демонстрирующий показатели эффективности проекта: чистый реальный доход, чистый дисконтированный доход, потоки дисконтированных средств от инвестиционной и операционной деятельности, потоки реальных средств от инвестиционной и операционной деятельности, а также сальдо денежных потоков.

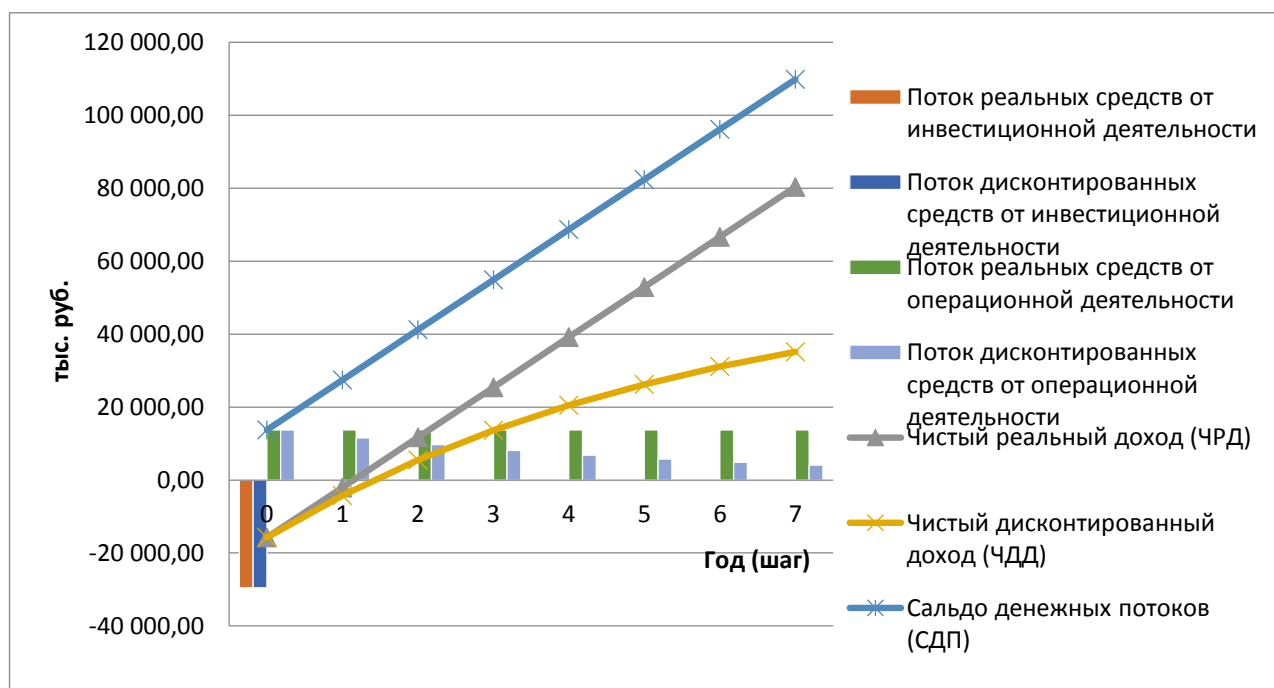


Рисунок 3.11 – Эффективность предполагаемого проекта

Осуществление этого и подобных ему мероприятий позволит существенно повысить эффективность деятельности предприятия и выйти на новый качественный уровень своего развития.

3.5 Анализ чувствительности инвестиционного проекта к риску

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.

Анализ чувствительности - это исследование, показывающее, как изменится эффективность инвестиционного проекта при изменении какого-либо фактора финансовой модели. Целью данного анализа является выявление условий реализации проекта, наиболее значимых с точки зрения риска.

При этом под риском понимается вероятность получения меньших доходов (или прироста стоимости актива), чем ожидается инвестором. Считается, что анализ инвестиций проводится в условиях риска, а не неопределенности, так как экономические субъекты активно собирают необходимую им информацию и могут с достаточной степенью точности судить о вероятности событий.

Для определения степени чувствительности проекта к риску строится соответствующая диаграмма, которую называют также «диаграммой паука».

Для построения диаграммы «Анализа чувствительности инвестиционного проекта к риску» вычисляем вариации значений NPV при изменении данных параметров.

Таблица 3.14 - Значение ЧДД при варьируемых показателях

Показатель	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Выручка	12 928,04			64 640,21			116 352,39
Текущие издержки		102 131,54		64 640,21		27 148,89	
Налоги			65 286,62	64 640,21	63 993,81		

На рисунке 3.12 представлена диаграмма «Анализа чувствительности инвестиционного проекта к риску» для предлагаемого мероприятия.

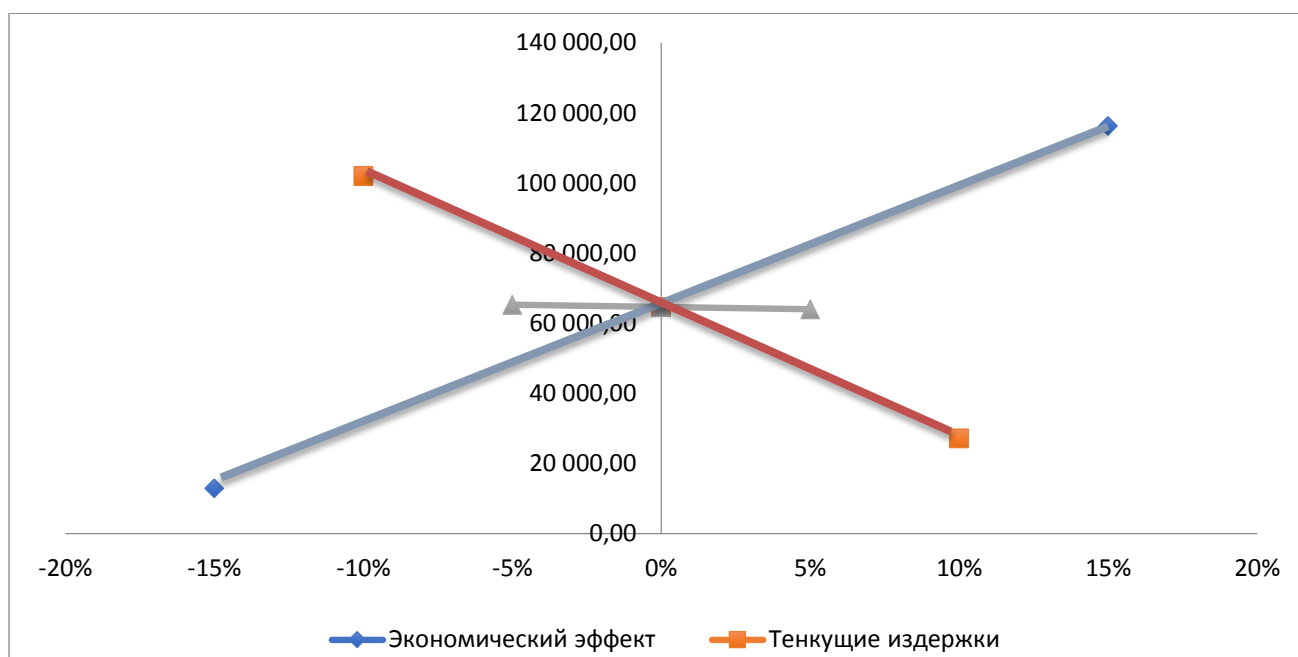


Рисунок 3.12 – Диаграмма «Анализ чувствительности инвестиционного проекта к риску»

Рассчитав изменение NPV при вариации факторов по диаграмме, нам явно видно, что мероприятие не имеет риска – так как график находится в положительной области построения, что говорит об экономической целесообразности проведения мероприятия.

3.6 Оценка коммерческой эффективности ППУ UNISTEAM™-MPD

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

- продолжительность планирования 8 лет (8 шагов);
- в качестве шага планирования принят год;
- норма дисконтирования принята на уровне 19%;
- цены, тарифы и нормы не изменяются на протяжении всего периода планирования и приняты на уровне 2018 года;
- инфляция отсутствует.

Норма дисконтирования установлена из условий:

- ключевая ставка ЦБ РФ- 7,25 %;

- риск недополучения прибыли 4 %.

Применение ППУ UNISTEAM™-MPD предлагается как альтернатива аналогичным установкам, эксплуатируемым исключительно на дизельном топливе.

Экономический эффект по мероприятию формируется за счет снижения топливных затрат на 150% при условии эксплуатации оборудования в равных условиях.

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта представлены в таблицах 3.15- 3.19.

Результаты таблицы 3.15 показывают, что инвестиционный проект осуществим, но пока не известно насколько он эффективен, поскольку здесь использованы реальные деньги, не учитывающие их временную стоимость. Для соизмерения показателей по различным шагам периода планирования при оценке эффективности инвестиционного проекта используется приведение их к ценности в начальном шаге (дисконтирование). Расчет эффективности инвестиционного проекта и определение чистого дисконтированного дохода приведены в таблице 3.17.

Оценку эффективности конкретного проекта рекомендуется производить с использованием различных показателей, к которым относятся: чистый дисконтированный доход (ЧДД) или интегральный эффект; индекс доходности (ИД); внутренняя норма доходности (ВИД); срок окупаемости.

Таблица 3.18 - Поток денежных средств от инвестиционной и финансовой деятельности

В тыс. руб.

Наименование	Шаг (год) планирования							Итого за период	
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024		7 2025
1. Поток реальных средств (ЧРД)									
1.1. По шагам	-1 462,40	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	6 850,80
1.2. Нарастающим итогом.	-1 462,40	-274,80	912,80	2 100,40	3 288,00	4 475,60	5 663,20	6 850,80	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)									
2.1. По шагам	-1 462,40	997,98	838,64	704,74	592,22	497,66	418,20	351,43	2 938,48
2.2. Нарастающим итогом.	-1 462,40	-464,42	374,22	1 078,97	1 671,18	2 168,85	2 587,05	2 938,48	

Таблица 3.19 - Сальдо денежных потоков

В тыс. руб.

Наименование	Шаг (год) планирования							Итого за период	
	0 2016	1 2017	2 2018	3 2019	4 2020	5 2021	6 2022		7 2023
1. Поток реальных средств									
1.1. По шагам	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	9 500,80
1.2. Нарастающим итогом (СРД)	1 187,60	2 375,20	3 562,80	4 750,40	5 938,00	7 125,60	8 313,20	9 500,80	

Таблица 3.20 - Ставка дисконтирования и чистый дисконтированный доход

Наименование	Шаг (год) планирования							Итого за период	
	0 2016	1 2017	2 2018	3 2019	4 2020	5 2021	6 2022		7 2023
0	-1 462,40	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	1 187,60	6 850,80
0,1	-1 462,40	1 079,64	981,49	892,26	811,15	737,41	670,37	609,43	4 319,33
0,2	-1 462,40	989,67	824,72	687,27	572,72	477,27	397,72	331,44	2 818,41
0,3	-1 462,40	913,54	702,72	540,56	415,81	319,86	246,04	189,26	1 865,39
0,4	-1 462,40	848,29	605,92	432,80	309,14	220,82	157,73	112,66	1 224,95
0,5	-1 462,40	791,73	527,82	351,88	234,59	156,39	104,26	69,51	773,79
0,6	-1 462,40	742,25	463,91	289,94	181,21	113,26	70,79	44,24	443,20
0,7	-1 462,40	698,59	410,93	241,73	142,19	83,64	49,20	28,94	192,83
0,8	-1 462,40	659,78	366,54	203,64	113,13	62,85	34,92	19,40	-2,15
0,9	-1 462,40	625,05	328,98	173,14	91,13	47,96	25,24	13,29	-157,61
1	-1 462,40	593,80	296,90	148,45	74,23	37,11	18,56	9,28	-284,08
0,7988	-1 462,40	660,23	367,05	204,06	113,44	63,07	35,06	19,49	0,00

В тыс. руб.

Формально ВИД
находится из уравнения:

$$\text{ЧДД (E= ВНД)} = 0 \quad (37)$$

Таким образом, ВИД равна такому значению коэффициента дисконтирования, при котором текущая стоимость доходов и текущая стоимость расходов равны и, следовательно, проект не выгоден. То есть, если инвестиционный проект финансируется полностью за счёт ссудного капитала, то ВИД есть такая высокая ставка ссудного процента, которая делает инвестиции не выгодными ($\text{ЧДД} = 0$), а если процентная ставка банка по кредитам превосходит ВИД то проект становится убыточным ($\text{ЧДД} < 0$).

Для расчета ВНД использованы данные таблицы 3.15. Значение ВНД приведено на рисунке 3.13.

За период планирования, жизненный цикл (8 лет), инвестиционный проект потребует 2 650,00 тыс. руб. капитальных вложений и принесет на конец периода планирования 6 956,80 тыс. руб. чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 9500,80 тыс. руб., чистый дисконтированный доход –5 588,48. руб.

Индекс доходности, исчисленный по дисконтированным потокам, составляет:

$$\text{ИД} = \frac{5588,48}{2\,650,00} = 2,10.$$

Индекс доходности, исчисленный по реальным потокам, составляет:

$$\text{ИД} = \frac{9500,80}{2\,650,00} = 3,58.$$

$\text{ИД} > 1$, что говорит об эффективности проекта.

Для нашего проекта внутренняя норма доходности инвестиций составляет 79,88% в год. Результаты расчета и построение графика для определения ВНД отображены на рисунке 3.17.

Срок окупаемости проекта $T_{\text{ок}}$ составит: $T_{\text{ок}} - 1,4$, следовательно, срок окупаемости составит 1 год 3 месяца.

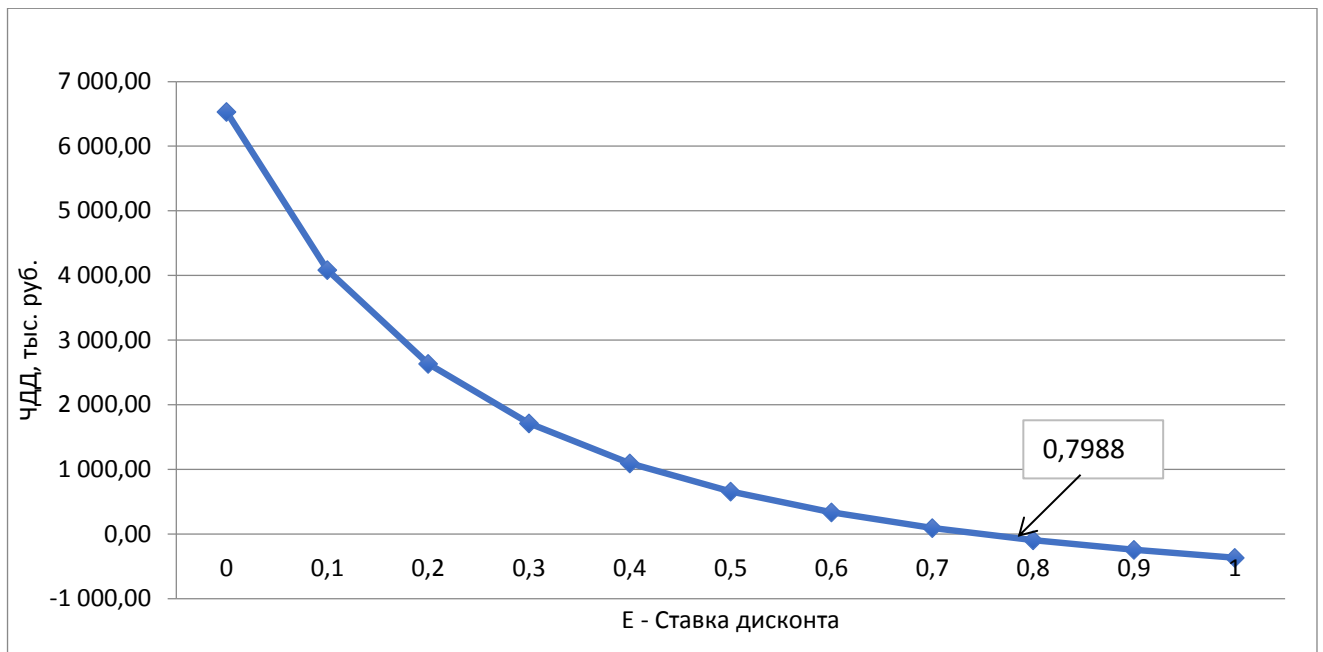


Рисунок 3.13- Определение внутренней нормы доходности

Чистый приток денежных средств от осуществления проекта составит 9 500,80 тысяч рублей. Финансирование инвестиционного проекта предполагается осуществить за счет собственных средств предприятия.

Инвестиционный проект, его реализация сопровождается оттоками и притоками денег. Особенностью инвестиционного проекта является то, что сначала по времени идут оттоки денег - инвестиции и лишь потом притоки - доходы от операционной деятельности. По этой причине инвестиционный проект нельзя реализовать, если не будут найдены источники финансирования оттоков - инвестиций.

Элементы трёх видов деятельности - инвестиционной, операционной, финансовой - определяются прямым подсчётом потребности в земле, оборудовании, покупке нематериальных активов, изменении потребности в оборотных средствах, расчёте объёмов производимой продукции, цен на неё, издержек производства, прибыли.

И так, коммерческая эффективность (финансовое обоснование) проекта определяется соотношением финансовых затрат и результатов, обеспечивающих требуемую норму доходности. При этом в качестве эффекта выступает поток реальных денег. Поток реальных денег называется разность между притоком и оттоком от инвестиционной, операционной и финансовой деятельности в каждом

природе осуществления проекта. Сальдо реальных денег - разность между притоком и оттоком денежных средств от всех трёх видов деятельности, на каждом шаге расчёта.

Расчет эффективности инвестиционного проекта мы начали с экономического описания инвестиционной (таблица 3.15), операционной (таблица 3.16), от финансовой деятельности (таблица 3.15), от инвестиционной и операционной деятельности (таблица 3.19), возникающих в связи с проектом.

Итоговые данные этих таблиц нами были использованы при расчете сальдо денежных потоков (таблица 3.19).

Таким образом, положительный чистый дисконтированный доход 5 588,48 тыс. руб. и индекс доходности, равный 2,10, позволяют охарактеризовать проект как эффективный.

Внутренняя норма доходности 79,88% и срок окупаемости 1 год 3 месяца устраивают предприятие, как инвестора. Положительное сальдо денежных потоков свидетельствует об осуществимости проекта при избранной схеме финансирования.

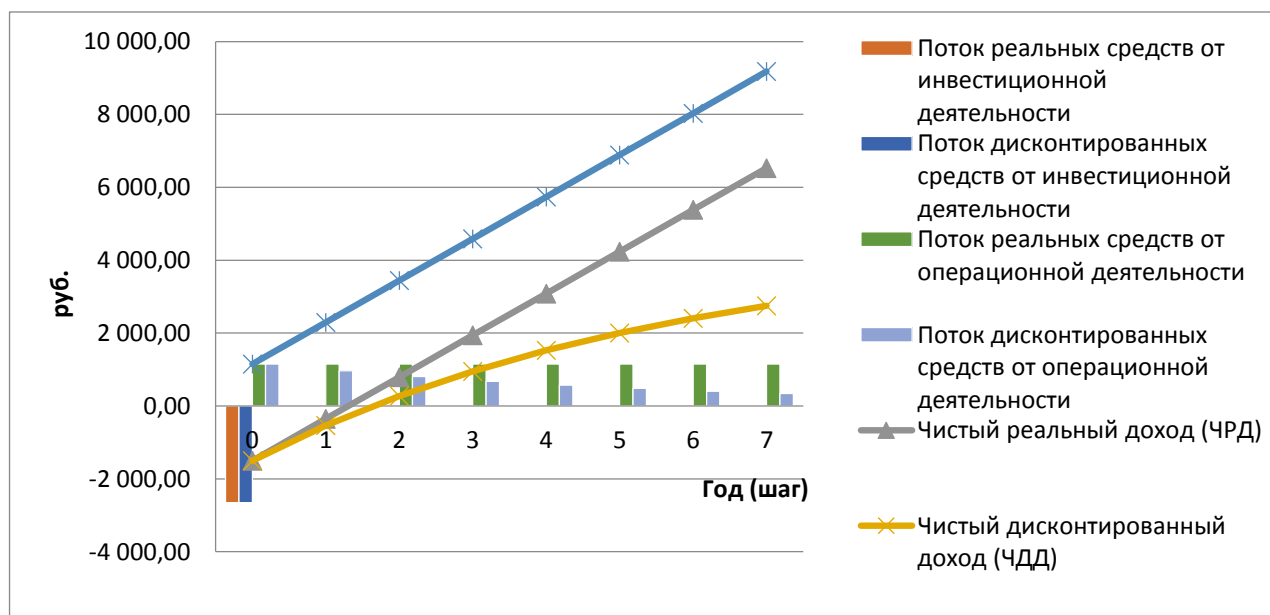


Рисунок 3.14 – Эффективность предполагаемого проекта

Согласно рисункам 3.14 осуществление этого и подобных ему мероприятий позволит существенно повысить эффективность деятельности.

3.7 Анализ чувствительности инвестиционного проекта к риску

Анализ чувствительности — это исследование, показывающее, как изменится эффективность инвестиционного проекта при изменении какого-либо фактора финансовой модели. Целью данного анализа является выявление условий реализации проекта, наиболее значимых с точки зрения риска.

Чем более проект чувствителен к изменению определенного параметра, тем риск выше.

Анализ начинается с установления базового значения результирующего показателя (например, ЧДД) при фиксированных значениях параметров, влияющих на результат оценки проекта. Затем рассчитывается процентное изменение результата (ЧДД) при изменении одного из условий функционирования (другие факторы предполагаются неизменными). Как правило, границы вариации параметров составляют $\pm 10-15\%$.

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

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

Таблица 3.21– Значение ЧДД при варьируемых показателях

Показатель	В тыс. руб.						
	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	1 117,70			5 588,48			10 059,27
Текущие издержки		8 829,80		5 588,48		2 347,16	
Налоги			5 644,37	5 588,48	5 532,60		

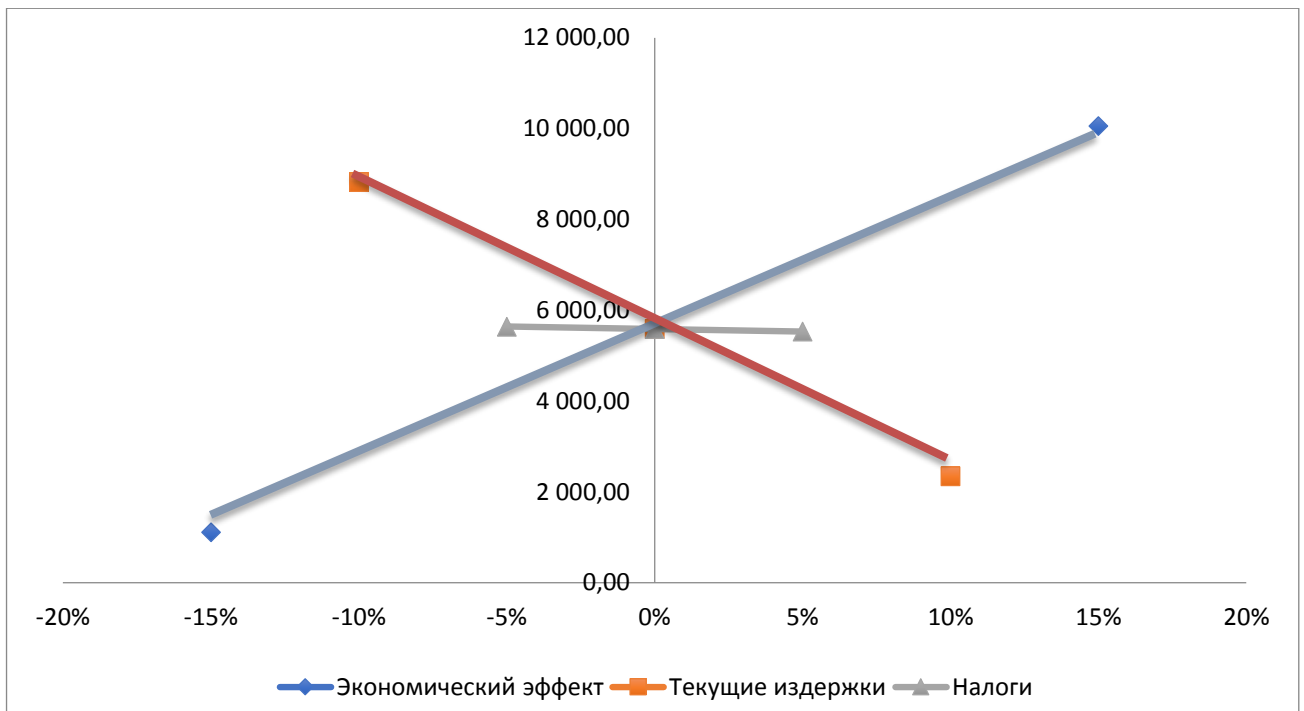


Рисунок 3.15 Диаграмма «Анализ чувствительности инвестиционного проекта к риску»

На рисунке 3.15 представлена диаграмма «Анализ чувствительности инвестиционного проекта к риску» для предлагаемого мероприятия.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была изучена история создания и развития АО «Самотлорнефтепромхим». АО «Самотлорнефтепромхим» является одной из крупнейших компаний по оказанию услуг в сфере бурения и ремонта скважин в России.

На предприятии АО «Самотлорнефтепромхим» действует линейно-функциональная структура управления. Анализ действующей структуры показал ряд преимуществ:

- быстрое осуществление действий по распоряжениям и указаниям, отдающимся вышестоящими руководителями нижестоящим;
- стабильность полномочий и ответственности за персоналом;
- личная ответственность каждого руководителя за результаты деятельности;
- профессиональное решение задач специалистами функциональных служб.

В работе был представлен SWOT-анализ, исходя из которого, была сформирована основная стратегия развития предприятия: повышение эффективности предприятия путем сокращения затрат.

Проведенный анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия АО «Самотлорнефтепромхим» позволяет сделать вывод о том, что предприятие находится в стабильном экономическом состоянии.

Анализ ликвидности предприятия – это анализ возможности для предприятия покрыть все его финансовые обязательства. У организации для погашения своих краткосрочных обязательств по состоянию на 31.12.2016 года недостаточно денежных средств и краткосрочных финансовых вложений, недостаточно наиболее ликвидных и быстро реализуемых активов, недостаточно оборотных средств.

Организация по состоянию на 31.12.2016 года зависит от внешних кредиторов. Доля заемного капитала в совокупных источниках финансирования деятельности на 31.12.2016 года составляет 83%. На каждый рубль собственных средств, вложенных в активы, на 31.12.2016 года приходится 4,76 руб. заемных средств.

По состоянию на 31.12.2016 года у организации недостаточно собственных оборотных средств, необходимых для текущей деятельности и финансовой устойчивости.

Организация по состоянию на 31.12.2016 года может погасить кредиторскую задолженность за счет полученной выручки за 4,56 месяцев. Степень платежеспособности по текущим обязательствам не соответствует рекомендуемому значению, и превышает его на 1,56 месяцев.

В третьей части предложены технические мероприятия для повышения экономической эффективности функционирования предприятия. Проведен анализ экономической эффективности использования системы TrackMaster для зарезки бокового ствола. За период планирования инвестиционный проект потребует 29498 тыс. руб. капитальных вложений и принесет на конец периода планирования 80394,74 тыс. руб. чистой прибыли. Чистый дисконтированный доход составит 35142,21 тыс. руб. Индекс доходности 2,19, внутренняя норма доходности составит 86,02%, срок окупаемости - 1 год 2 месяца. Данные показатели позволяют охарактеризовать проект как экономически эффективный.

Проведен анализ экономической эффективности использования ППУ UNISTEAM™-MPD для депарафинизации скважин. За период планирования инвестиционный проект потребует 2 650,00 тыс. руб. капитальных вложений и принесет на конец периода планирования 6 956,80 тыс. руб. чистой прибыли. Чистый дисконтированный доход составит 5 588,48 тыс. руб. Индекс доходности 2,10, внутренняя норма доходности составит 79,88%, срок окупаемости - 1 год 3 месяца. Данные показатели позволяют охарактеризовать проект как экономически эффективный.

Положительные показатели денежных потоков и их интенсивный рост свидетельствует о целесообразности и приемлемости данных мероприятий.

Результаты расчетов свидетельствуют об эффективности современной технологии, способствующей высокой продуктивности и на этой основе – росту эффективности производства.

Осуществление предложенных мероприятий позволит организации существенно повысить эффективность деятельности и создаст условия для дальнейшего развития и процветания компании.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алексейчева, Е.Ю. Экономика организации (предприятия): Учебник для бакалавров / Е.Ю. Алексейчева, М.Д. Магомедов. - М.: Дашков и К, 2016. - 292 с.
- 2 Арзуманова, Т.И. Экономика организации: Учебник для бакалавров / Т.И. Арзуманова, М.Ш. Мачабели. - М.: Дашков и К, 2016. - 240 с.
- 3 Баскакова, О.В. Экономика предприятия (организации): Учебник для бакалавров / О.В. Баскакова, Л.Ф. Сейко. - М.: Дашков и К, 2015. - 372 с.
- 4 Борщениук, Н.В., Стратегия социально-экономического развития города Нижневартовска до 2020 года и на период до 2030 года: коллективная монография/Борщениук В.Н., Н.В. Фролова, Н.В. Зяблицкая, О.В. Шульгин, А.Р. Ишниязова и др.; под редакцией Н.В. Зяблицкой, О.В. Шульгина-Екатеринбург: ФОРТ ДИАЛОГ-Исеть, 2015.-129 с.
- 5 Володько, О.В. Экономика организации: учебное пособие / О.В. Володько, Р.Н. Грабар, Т.В. Зглюй. – 2-е изд., перераб. и доп. – Минск: Вышэйшая школа, 2015. – 399 с.
- 6 Газалиев, М.М. Экономика предприятия: учебное пособие / М.М. Газалиев, В.А. Осипов. – М.: Дашков и Ко, 2015. – 276 с.
- 7 Герасименко, А Финансовый менеджмент — это просто: Базовый курс для руководителей и начинающих специалистов / А Герасименко. - М.: Альпина Паблишер, 2016. - 481 с.
- 8 Дмитриева, И.М. Бухгалтерский учет и анализ: Учебник для СПО / И.М. Дмитриева, И.В. Захаров, О.Н. Калачева. - Люберцы: Юрайт, 2015. - 423 с.
- 9 Зяблицкая, Н.В. Оценка адаптационного потенциала предприятия нефтегазовой отрасли: Монография. Нижневартовск Изд-во Нижневартовского гуманитарного университета, 2011. -163 с,
- 10 Ионова, Ю.Г. Финансовый менеджмент / Ю.Г. Ионова. - М.: МФПУ Синергия, 2015. - 288 с.
- 11 Керимов, В.Э. Бухгалтерский финансовый учет: Учебник / В.Э. Керимов. - М.: Дашков и К, 2016. - 688 с.

12 Коршунов, В.В. Экономика организации (предприятия): Учебник и практикум для прикладного бакалавриата / В.В. Коршунов. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 407 с.

13 Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа; Альянс - Москва, 2013. - 588 с.

14 Незамайкин, В.Н. Финансовый менеджмент: Учебник для бакалавров / В.Н. Незамайкин, И.Л. Юрзинова. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 467 с.

15 Островская, О.Л. Бухгалтерский финансовый учет: Учебник и практикум для прикладного бакалавриата / О.Л. Островская, Л.Л. Покровская, М.А. Осипов. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 394 с.

16 Подоровская, Е.Ю. Повышение рентабельности фонда скважин за счет внедрения новой методики комплексной экономической оценки / Е.Ю. Подоровская // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». Приложение. – 2015. – Вып. 1. – 42 с.

17 Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений; Феникс - Москва, 2015. - 320 с.

18 Рогова, Е.М. Финансовый менеджмент: Учебник и практикум для академического бакалавриата / Е.М. Рогова, Е.А. Ткаченко. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 540 с.

19 Теория менеджмента: учебник / под ред. А.К. Семенова, В.И. Набокова. – М.: Дашков и К, 2015. – 492 с.

20 Турманидзе, Т.У. Финансовый анализ: учебник/ Т.У. Турманидзе. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Юнити-Дана, 2014. – 287 с.

21 Устав Акционерного общества «Самотлорнефтепромхим» от 22 июля 2015 года/Нижневартговск, 2015.

22 Финансовый менеджмент на предприятии: учебник / под ред. С.А. Сироткина, Н.Р. Кельчевской. – М.: Инфра-М, 2016. – 296 с.

23 Шадрина, Г.В. Бухгалтерский учет и анализ: Учебник и практикум для прикладного бакалавриата / Г.В. Шадрина, Л.И. Егорова. - Люберцы: Юрайт, 2015. - 429 с

24 Ширяев, В.И. Управление предприятием: Моделирование, анализ, управление / В.И. Ширяев, И.А. Баев, Е.В. Ширяев. - М.: КД Либроком, 2015. - 272 с.

25 Этрилл, П. Финансовый менеджмент и управленческий учет для руководителей и бизнесменов / П. Этрилл. - М.: Альпина Паблишер, 2016. - 648 с.

