

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

/А.В. Прохоров/

13 июня 2019 г.

Сравнительная характеристика эффективности применения кумулятивной перфорации
и направленного торпедирования на месторождениях АО «СНГ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 38.03.02.2019.525.ВКР

Консультанты, (должность)

д.э.н., профессор

/Н.В.Зяблицкая/

2019 г.

Руководитель работы

исп. дир. ООО «Санаторий Нефтяник
Самотлора»

/М.В.Кучеров/

07 июня 2019 г.

Консультанты, (должность)

Автор работы
обучающийся группы ДО - 411

/М.Г. Ясак/

06 июня 2019 г.

Консультанты, (должность)

Нормоконтролер

/Н.В.Назарова/

07 июня 2019 г.

Челябинск 2019

АННОТАЦИЯ

Ясак М.Г. Сравнительная характеристика эффективности применения кумулятивной перфорации и направленного торпедирования на месторождениях АО «СНГ». – Челябинск: ЮУрГУ, ДО - 411, 118 с., 18 ил., 53 таб., библиогр. список – 25 наим., 11 прил., 17 л. слайдов

Выпускная квалификационная работа выполнена. с целью перспективных вариантов вложения средств АО «Самотлорнефтегаз».

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

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

Разработан проект, при котором, эксплуатация. нефтяных месторождений на поздней. стадии разработки требует проведения дополнительных работ по увеличению нефтеотдачи пластов, с помощью технологии кумулятивной перфорации.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ(Разработал А.И.Валиев).	10
1.1 История создания и развития организации.....	10
1.2 Цель и виды деятельности АО «Самотлорнефтегаз».....	11
1.3 Организационно-правовой статус.....	13
1.4 Структура компании и система управления.....	16
1.5 Отраслевые особенности функционирования организации.....	22
1.6 СВOT (SWOT)-анализ.....	26
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»(Разработал М.Г.Ясак).....	30
2.1 Анализ производственно-хозяйственной деятельности.....	30
2.2 Анализ финансового состояния.....	31
2.2.1 Анализ состава и структуры баланса.....	31
2.2.2 Финансовая устойчивость АО «Самотлорнефтегаз».....	46
2.2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия.....	54
2.2.4 Оценка деловой активности предприятия.....	60
2.2.5 Оценка рентабельности предприятия.....	65
2.3 Анализ затратности функционирования.....	69
3 СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КУМУЛЯТИВНОЙ ПЕРФОРАЦИИ И НАРАВЛЕННОГО ТОРПЕДИРОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ».....	76
3.1 Сущность проекта увеличение эффективности нефтеотдачи пластов при помощи метода кумулятивной перфорации “ПК-105-7” (Разработал М.Г. Ясак).....	76

3.2	Сущность проекта увеличение дебита нефтяных и нагнетальных скважин с помощью метода направленного торпедирования “Фугасная торпеда Ф-2” (Разработал А.И. Валиев).	84
3.3	Методические основы оценки эффективности инвестиционного проекта	90
3.4	Оценка коммерческой эффективности метода кумулятивной перфорации “ПК-105-7”(Разработал М.Г. Ясак)	93
3.4.1	Анализ чувствительности проекта к риску	95
3.5	Оценка коммерческой эффективности метода направленного торпедирования “Фугасная торпеда Ф-2”(Разработал А.И. Валиев).	98
3.5.1	Анализ чувствительности проекта к риску	100
3.6	Сравнительный анализ проекта ПК-105-7 и проекта Ф-2	103
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	104
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	106
	ПРИЛОЖЕНИЯ	108
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Организационная структура АО «Самотлорнефтегаз»	108
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Поток денежных средств от инвестиционной деятельности .	109
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Поток денежных средств от операционной деятельности	110
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д Поток денежных средств от финансовой деятельности	112
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е Сальдо денежных потоков	113
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Поток денежных средств от инвестиционной деятельности	114
	ПРИЛОЖЕНИЕ З Поток денежных средств от операционной деятельности	115
	ПРИЛОЖЕНИЕ И Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности	116
	ПРИЛОЖЕНИЕ К Поток денежных средств от финансовой деятельности	117
	ПРИЛОЖЕНИЕ Л Сальдо денежных потоков	118

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на территории Ханты – Мансийского автономного округа зарегистрировано несколько достаточно крупных предприятий по добычи нефти и газа. В моей работе станет идти речь об одном из основных нефтяных компаний России, которое вступает в десятку крупнейших частных нефтяных компаний в мире по объемам добычи нефти, а именно АО «Самотлорнефтегаз».

На данный момент экономика в России подвержена глубоким экономическим переменам, что влияет на работу одного из главного субъекта рыночной экономики - предприятия. С преобразованиями в экономике и переходом на рыночные отношения возрастает самостоятельность предприятий, а также финансовая устойчивость субъектов хозяйствования и повышения их конкурентоспособности.

В настоящее время в рыночной экономике на первое место выходит эффективность управления затратами т.к. это важнейшим элементом себестоимости продукции промышленного предприятия. Так же показатель производственных затрат влияет на эффективность производственно- хозяйственной деятельности.

Объект исследования. – предприятие нефтегазового комплекса АО «СНГ».

Предмет исследования – финансово-хозяйственная работа предприятия.

Цель дипломной работы – изучить особенности организации производства, управления и финансово-хозяйственной деятельности АО «Самотлорнефтегаз» и разработать инвестиционный проект, направленный на увеличение его эффективности.

Задачи:

1. Ознакомиться с историей создания и развития организации.
2. Изучить вид деятельности АО «Самотлорнефтегаз».
3. Рассмотреть организационно-управленческую структуру предприятия.
4. Выявить перспективы развития АО «Самотлорнефтегаз».

5. Проанализировать сильные и слабые стороны организации, а также возможности и угрозы.

6. Разработать инвестиционные проекты, направленные на увеличение эффективности хозяйствования деятельности предприятия.

Теоретической и информационной базой данной дипломной работы послужили труды отечественных и зарубежных научных работников, статьи и научные публикации в периодических изданиях, нормативно-правовые акты, данные бухгалтерской отчетности предприятия материалы статистической и финансовой отчетности предприятия; документация функциональных служб предприятия.

Структура работы

Данная дипломная работа состоит с введения, трех глав, заключения, библиографического списка, приложений.

Основное содержание первой части исследования раскрывает специфику деятельности анализируемого объекта, его историю, стратегическую позицию с применением метода SWOT-анализа.

Расчётное – аналитическая часть позволяет дать оценку финансовому состоянию предприятия, его рентабельности и затратности функционирования.

Третья часть представляет собой методические основы эффективности инвестиционного проекта. В данной главе рассматривается методика расчета основных показателей эффективности инвестиционного проекта.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ» И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1.1 История создания и развития организации.

АО «Самотлорнефтегаз» — одно из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть», которое проводит разработку центральной и юго-западной части Самотлорского месторождения — одного из крупнейших в России. АО «СНГ» учреждено в марте 1999 года в следствии реорганизации АО «Нижневартовскнефтегаз» генеральный директор Мамаев Валентин Геннадьевич.

Самотлорское месторождение открыто в 1965 году, установлено в промышленную разработку в 1969 году. Промышленная нефтегазоносность выявлена в 18 продуктивных пластах, приуроченных к юрской и меловой системам, залегающих на глубинах от 1 600 до 2 500 метров. В 1981 году на месторождении была добыта миллиардная тонна нефти. Пик добычи нефти (около 150 млн тонн в год) пришёлся на начало 80-х годов XX века. В 1996 году было добыто 16,74 млн тонн нефти. В XXI веке в связи с применением современных методик интенсификации добычи нефти, выработка нефти увеличилась в 2 раза [24, стр. 1].

В 2000-2002 гг. на Самотлоре проведены работы по реабилитации более 300 скважин. Реализуется план по закрытию 500 низкодебитных скважин. Одновременно с реабилитацией на Самотлоре непрерывно доразведка. В конце 2000 г. здесь была открыта новая нефтяная залежь с извлекаемыми запасами 50 млн тонн.

В 2003 г. пробурено 25 скважин. В 2004 г. пробурили более 100 новых скважин общим объемом 238 тыс. м, провели порядка 300 операций по гидроразрыву.

На 2005 г. был сделан объем бурения 462 тыс. м. Сделаны работы по ремонту трубопроводной инфраструктуры промысла.

С 2005 года АО «Самотлорнефтегаз» обладает сертификатом соответствия работ по охране труда (ССОТ).

В марте. 2005 г. прошла презентация проекта обустройства Усть-Вахской площади юго-восточной части Самотлорского месторождения [24 стр. 2].

В 2011 году проведена сертификация на соответствие требованиям международных стандартов OHSAS 18001:2007, ISO 14001:2004, ISO 9001:2008.

По итогам 2016 года в АО «Самотлорнефтегаз» построено. 151 новых скважины, осуществлено. 360 операций по зарезке боковых стволов и около 3 тысяч геолого-технических мероприятий в рамках реализации инвестиционного проекта по бурению. Также. в этом. году было добыто свыше. 21,8 млн. тонн нефти. Уровень утилизации попутного газа в СНГ составляет 97%.

По итогам 2017 года. введена 184 новая скважина, проведено более 430 операций по зарезке боковых стволов. На данный. период на Самотлоре работают 23 бригады по вводу новых скважин (ВНС) и 37 бригад по зарезке боковых стволов (ЗБС).

В середине 2018 года на Самотлорском месторождении компания построила 6 новых горизонтальных скважин на залежь БВ8 (1-3), средний расход – более 300 тонн в сутки [24 стр. 3].

1.2 Цель и виды деятельности АО «Самотлорнефтегаз»

Для любой организации в процессе своей жизнедеятельности главной особенностью. считается установление цели организации. Цель - конкретное положение отдельных характеристик организации, результат которых считается для неё желательным и на результат которых направлена её работа. Цели организации формируются после получения определения миссии, то есть миссия, с одной стороны, дает возможность определить, какие цели необходимо поставить, чтобы работа предприятия соответствовала его миссии, а с другой, «отсекает» часть возможных целей [6, стр. 47].

Миссия компании АО «Самотлорнефтегаз» «Мы созданы для представления и защиты профессиональных, социально-трудовых прав и интересов членов Профсоюза — работников нефтяной компании «Роснефть» [24].

Цель АО «Самотлорнефтегаз» - обеспечение эффективной производственно-хозяйственной деятельности на закрепленных за ним лицензионных участках недр нефтегазоконденсатных месторождений, в т.ч.:

- Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений;
- Бурение параметрических, поисковых, разведочных, структурных, наблюдательных и эксплуатационных скважин на углеводородное сырье, воду;
- Добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья и продуктов его переработки;
- Добыча подземных вод, общераспространенных полезных ископаемых (песок и др.);
- Ведение государственного баланса запасов нефти, газа, конденсата, попутных компонентов и учет совместно с ними залегающих полезных ископаемых в границах лицензионных участков;
- Обустройство нефтяных и газовых месторождений;
- Транспортная работа;
- Материально-техническое обеспечение нефтяного производства;
- Инвестиционная работа, включая операции с ценными бумагами;
- Внешнеэкономическая работа, осуществление экспортно-импортных операций.
- Прочие разновидности деятельности Общества:
- Осуществление проектных и строительно-монтажных работ, производство строительных материалов, конструкций и продуктов;
- Производство топографо-геодезических и картографических работ в составе маркшейдерских работ;

- Осуществление изыскательских, проектных, строительно-монтажных, научно-исследовательских, опытно-конструкторских, технологических, инжиниринговых и других работ;

- Ремонт. и содержание внутрипромысловых и межпромысловых автомобильных дорог общего пользования;

- Оказание услуг связи;

- Благотворительная, культурно-просветительная и иная некоммерческая работа.

Общество не обладает филиалами и представительствами. Отдельными видами деятельности, перечень которых. определяется федеральными законами, Общество способно заниматься только при получении специального разрешения (лицензии).

Общество анализирует разработку и добычу нефти как свой базовый бизнес и намерено достичь максимального прогресса на основных направлениях этого бизнеса.

1.3 Организационно-правовой статус

Акционерным обществом (АО) - признается коммерческая организация, уставный капитал которой разделен на определенное число акций, удостоверяющих обязательственные права участников общества (акционеров) по отношению к обществу. [10, стр. 89]

Открытым. считается АО (ПАО), в котором участники могут отчуждать принадлежащие им акции в отсутствие других акционеров. Оно вправе выполнять открытую подписку на выпускаемые им акции и осуществлять свободную их продажу. Оно также вправе выполнять закрытую подписку. Количество акционеров ПАО не ограничено. Самый наименьший уставный капитал ПАО должен составлять не менее тысячекратной МРОТ, установленного

в РФ. Открытое акционерное общество должно каждый год создавать для общего сведения годовой отчет, бухгалтерский баланс, счет прибылей и убытков.

Рассмотрим основные преимущества и недостатки создания АО.

Преимущества:

- возможность выпуска акций;
- вправе проводить как открытую, так и закрытую подписку на выпускаемые ими акции;
- количество акционеров АО не ограничено;
- анонимность участия в бизнесе (то есть в отличие от ООО устав и иные учредительные документы АО не содержат сведений об учредителях и (или) владельцах акций);
- акционеры АО не отвечают по обязательствам Общества, в отличие от индивидуальных предпринимателей;
- возможность привлечения акционерного капитала неопределенного круга лиц, приобретающих акции Общества;
- отсутствует необходимость регистрировать изменения, связанные с покупкой и продажей акции, в отличие от ООО.

Недостатки:

- общество должно публиковать годовой отчет, бухгалтерский баланс, отчет о прибылях и убытках, сообщения о проведении Общего собрания акционеров;
- наименьший размер уставного капитала должен составлять не менее 100 000 рублей, тогда как в ЗАО – не менее 10 000 руб.;
- после регистрации ПАО необходимо зарегистрировать в Федеральной службе по финансовым рынкам (ФСФР) решение о выпуске акций, оплатив государственную пошлину за рассмотрение заявления (1000 рублей) и государственную пошлину за выпуск акций (10 000 рублей); ежегодный обязательный аудит:

Правовое положение Общества, права и обязанности акционеров формируются ГК РФ и ФЗ от 26 декабря 1995 г. № 208-ФЗ «Об акционерных обществах».

АО «Самотлорнефтегаз» .считается юридическим лицом и обладает в собственности обособленное имущество, учитываемое на его балансе, имеет возможность от своего имени приобретать и .осуществлять имущественные. и личные неимущественные права, от своего имени осуществлять любые допустимые законом сделки, быть истцом и ответчиком в суде, в том числе, третейском суде. Права и обязанности юридического лица Общество приобретает с даты его государственной регистрации [15, стр. 25]

Общество обладает круглой печатью, содержащую его полное фирменное наименование на русском языке и указание на его место нахождения. Общество обладает штампами и бланками со своим наименованием, вправе иметь зарегистрированный в установленном. порядке товарный знак, эмблему и прочие средства индивидуализации.

Общество способно в установленном законодательством Российской Федерации порядке открывать. банковские счета в рублях и иностранной валюте на территории РФ и за её пределами.

Общество несет ответственность по своим обязательствам всем принадлежащим ему имуществом.

Общество не отвечает по обязательствам государства и его органов, равно как государство и его органы не несут ответственности по обязательствам Общества.

Акционеры не отвечают по обязательствам Общества и несут риск убытков, связанных с его работаю, в пределах стоимости принадлежащих им акций. Общество не отвечает по обязательствам акционеров [15, стр. 62].

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

Общество вправе самостоятельно и совместно с российскими и иностранными юридическими лицами (независимо от их формы собственности и организационно-правовой формы) и гражданами формировать на территории Российской Федерации и иностранных государств юридические лица и иные организации в любых допустимых законом организационно-правовых формах.

Общество вправе формировать филиалы и открывать представительства, как на территории Российской Федерации, так и за пределами Российской Федерации.

1.4 Структура компании и система управления

В концепции под структурой понимается – состав и соотношение его внутренних звеньев: цехов, участков, отделов, лабораторий и других подразделений, составляющих общий хозяйственный объект. Различают общую, производственную и организационную структуру управления предприятием представлено в приложение А.

Организационная структура управления – это упорядоченная совокупность органов, управляющих работой компании. Организационная структура компании находится в зависимости от масштаба и технического уровня производства. Для выполнения оперативного и конкретного руководства производством огромное значение обладает формирование наиболее рациональной структуры управления [3, стр. 72].

Организационная структура АО «Самотлорнефтегаз» считается линейно-функциональной. Эта структура управления базируется на функциональном разделении полномочий руководителей и линейном подчинении определенных специалистов (работников) соответствующим функциональным руководителям.

Достоинство этой структуры управления заключается в том, что обеспечивается однозначное и оперативное руководство по каждому виду работ (высокая компетентность функциональных подразделений). Недостатком

считается увеличение степени обособленности работников различных функциональных подразделений и служб, выдвижение всех вопросов их взаимодействия на уровень руководителя организации (длительная процедура принятия решений, снижена ответственность, больше несогласованности в решениях). Организационная структура предприятия представлена в приложение А.

Важным моментом исследования структуры хозяйствующего субъекта считается характеристика отделов, департаментов, их взаимосвязей, согласованностей.

В «Самотлорнефтегаз» акцентируется основное производство, напрямую связанное с созданием целевой продукции, вспомогательное, которое обеспечивает нормальные условия для бесперебойного выпуска продукции подразделениями основного производства, обслуживающее – осуществляет функции транспортировки, хранения сырья, материалов.

Аппарат управления состоит из генерального директора, его заместителей, подчиненных напрямую им функциональных отделов и служб. Общее и административное руководство предприятием осуществляет директор АО «Самотлорнефтегаз».

Генеральный директор – это директор, возглавляющий управление компанией. Он руководит всей работой компании.

Генеральный директор руководит коллективом через своих заместителей, а также через соответствующие функциональные отделы и службы. Он действует по принципу единоначалия, отвечает за результаты производственно-хозяйственной деятельности с помощью подведомственного ему аппарата, согласовывает и направляет работу предприятия по производству продукции, внедрению новой и совершенствованию действующей техники, технологии и организации производства. Определяет пути и методы выполнения установленных планов по добыче и реализации нефти и газа, прибыли и рентабельности производства, при наименьших затратах трудовых, материальных

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

Заместитель. директора по управлению. инфраструктурой и операционной поддержке – главный инженер. обеспечивает осуществление заданий всех видов производственных работ, координирует работу подчиненных подразделений (производственный департамент; отдел главного энергетика; отдел автоматизации, метрологии. и связи; отдел главного механика; департамент капитального строительства; департамент по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды; маркшейдерско-геодезическая служба). Производственно-технический. отдел осуществляет оперативное руководство производством, разрабатывает мероприятия по совершенствованию процесса производства и улучшению.. использования оборудования, исследует осуществление установленных режимов и технических норм работы оборудования, координирует производственную работа всех подразделений компании, контролирует соблюдение графиков. работ, определяет техники по рационализации производства, оформляет требуемую техническую документацию, принимает участие в разработке. организационно-технических работ, контролирует технический учёт работы оборудования, наблюдает за работой диспетчерской службы предприятия.

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

Отдел. охраны труда, техники безопасности и безопасности деятельности организует работу по созданию. безопасных и здоровых условий труда;

осуществляет контроль. соблюдения правил техники безопасности, охраны труда и промышленной санитарии, контроль за работой производственных подразделений и служб по улучшению условий труда; создаёт организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профессиональных заболеваний, увеличению уровня техники безопасности и культуры производства с учётом достижений науки и техники.

Служба. по охране окружающей среды. формирует работу по охране окружающей среды и рациональному. применению природных ресурсов, разрабатывает мероприятия по охране водного и воздушного. бассейнов, по охране и рациональному применению минеральных ресурсов, недр и земель.

Отдел автоматизации, метрологии. и связи занимается организацией и функционированием информационно-вычислительной сети, её. перспективным развитием, максимальным применением возможностей ЭВМ в управлении деятельности руководства и специалистов предприятия [3, стр.105].

Особые функции в управлении производством. нефтегазодобывающего управления осуществляет департамент по геологии и разработке месторождения, подчиняющийся главному геологу, который. осуществляет контроль и совершенствование разработки нефтяных. и газовых месторождений, внедрение новых методов разработки, увеличение нефтеотдачи пластов, рациональное использование природных ресурсов.

Экономические службы. нефтегазодобывающего. управления возглавляет заместитель директора АО «Самотлорнефтегаз» по планированию, управлению эффективностью деятельности и контролю, который осуществляет руководство деятельности по анализу и планированию производственно-хозяйственной работы компании, по. наиболее полному и целесообразному применению материальных, трудовых и финансовых ресурсов. Ему подчиняются планово-экономический. отдел, отдел экономического анализа и инвестиционных

проектов, договорный отдел, отдел внутрипроизводственного планирования и анализа, финансовая группа и экономисты цехов.

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

Отдел капитального.. строительства выдаёт заказ подрядным строительным организациям на проведение работ, контролирует ход работ и приём законченных строительством объектов; напрямую руководит работами, осуществляемыми хозяйственным способом [3, стр. 108].

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

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

Из приложения А видно, что. организационная структура АО «СНГ» представлена следующими производственными подразделениями:

- центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС);
- цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН);
- цех подготовки и сдачи нефти(ЦПСН);

- цех поддержания пластового давления (ЦППД);
- цех эксплуатации и ремонта трубопроводов (ЦЭРТ);
- цех добычи нефти и газа(ЦДНГ);
- цех подготовки газа(ЦПГ);
- цех по ликвидации последствий аварий;
- цех восстановления экологии

Центрально-инженерная технологическая служба(ЦИТС) координирует работы основных цехов Общества, осуществляет круглосуточный оперативный контроль за осуществлением производственных заданий, соблюдает технологические режимы и проводит. аварийные работы.

Цех по добыче нефти и газа (ЦДНГ). Основной технологический процесс - добыча нефти и природного газа при помощи фонтанных, механических и газлифтных скважин, обеспечение работы скважин в соответствии с установленным технологическим. режимом, контроль за состоянием и обслуживание фонда скважин, контроль экологического состояния территории, на которой находятся объекты добычи нефти цеха.

Цех по подготовке. и перекачке нефти(ЦППН). Основной технологический процесс - подготовка, перекачка. и сдача нефти, подготовка производственно-ливневых и фекальных вод с целью их утилизации, доведение нефти до кондиции, соответствующей необходимым стандартам качества, контроль за состоянием оборудования - резервуаров, установок по подготовке нефти, отстойников, нефтеналивов, их ремонт.

Цех поддержания пластового давления.(ЦППД). Основной технологический процесс - закачка в пласт рабочего агента для поддержания пластового давления, утилизация сточных вод, обслуживание насосных станций, производящих закачку жидкости, контроль за работой нагнетательных скважин.

Цех эксплуатации. и ремонта трубопроводов (ЦЭРТ). Основной технологический процесс - ремонт и обслуживание нефтепромыслового оборудования: фонтанной арматуры, станков-качалок, нестандартного.

оборудования, оказание технической помощи цехам во внедрении нового оборудования и технологий, изготовление запасных частей и узлов, ремонтной оснастки, инструментов, необходимых для ремонтных работ, эксплуатации, реконструкции и модернизации оборудования и средств малой механизации для цехов.

1.5 Отраслевые особенности функционирования организации

Топливо-энергетический комплекс страны считается важнейшей составной частью народного хозяйства Российской Федерации. Он объединяет в своем составе предприятия, организации, сооружения и технологические объекты, обеспечивающие добычу и переработку топливных ресурсов, их преобразование и доставку напрямую потребителям в удобной для использования форме и с определенными качественными параметрами.

В реально сложившейся структуре экономического потенциала и природных ресурсов, которыми располагает страна, он играет стержневую роль в обеспечении жизнедеятельности всех отраслей национальной экономики и населения страны не только путем удовлетворения потребностей в топливе и энергии, но и посредством формирования существенной части внутренних и валютных доходов государства, консолидации интересов регионов, стран СНГ и дальнего зарубежья [5, стр. 24].

В соответствии с принятой в настоящее время технологической специализацией можно выделить следующие сферы деятельности:

1. Поиск и разведка месторождений;
2. Строительство скважин (нефтяных, газовых, нагнетательных и т. д.);
3. Добыча нефти, газа, конденсата.;
4. Переработка нефти и газа, нефте- и газохимия; .
5. Транспорт, хранение, сбыт нефти, газа и продуктов их переработки; .
6. Строительство нефтепроводов, газопроводов, газохранилищ и нефтебаз. .

Нефтяная промышленность в настоящее время производит 12-14. % промышленной продукции, обеспечивает 17-18% доходов федерального бюджета и более 35% валютных поступлений. .

Сырьевая база формирует более 2200 нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Около 80% запасов находятся в 1230 эксплуатируемых месторождениях. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти. по стране в целом составляет 33%. В «Энергетической стратегии России на период. до 2020 года» отмечается ухудшение ресурсной базы РФ. Ожидается открытие 25% неразведанных ресурсов на глубине 3-5 км и еще. 25% на глубинах свыше 5 км. Главными причинами ухудшения состояния сырьевой базы считается естественное истощение недр и резкое сокращение. объема инвестиций, направляемых в эту сферу деятельности. Прогнозные ресурсы нефти в основном сосредоточены в Западной и Восточной. Сибири, на Дальнем Востоке и шельфах дальневосточных и северных морей.

АО «Самотлорнефтегаз». входит в группу компаний« Роснефть» и в соответствии с практикой деятельности поставляет добываемые полезные ископаемые (углеводородное сырье) . на нефтеперерабатывающие предприятия в рамках группы компаний« Роснефть».

В отчете. Губернатора ХМАО-Югры было сказано, что: «В структуре обрабатывающего сектора. организации по производству нефтепродуктов занимают 83,8%.

В 2018 г. на долю. западносибирских активов приходилось 59% добычи Компании. Главные добывающие активы Компании в Западной Сибири — ООО «РН-Юганскнефтегаз», . (31% от общей добычи «Роснефти»), АО «Самотлорнефтегаз» (11% от общей добычи« Роснефти») в Ханты-Мансийском автономном округе и ООО «РН-Уватнефтегаз» (5% от общей добычи «Роснефти») на юге Тюменской области.

АО «Самотлорнефтегаз» проводит работа. на 10 (7 — как недропользователь) лицензионных участках. Основная часть доказанных запасов (более 97%) сосредоточена на Самотлорском месторождении, одном из крупнейших в мире (пик добычи Самотлора в середине 80-х годов XX века — 150 млн т в год). В 2018 г. добыча углеводородов превысила 26,5 млн т н.э. При этом добыча нефти составила около 22 млн т, или около 4% от общего объема добычи нефти в Российской Федерации. . В 2017 г. Компания начала добычу на Южно-Мыхпайском лицензионном. участке с опережением плана на 14 месяцев с вводом в эксплуатацию 5 добывающих и разликвацией 2 разведочных скважин. В 2016 г. добыча нефти. на новом участке превысит 200 тыс. т.

Западная Сибирь считается крупнейшим регионом добычи газа ПАО «НК «Роснефть». Добыча. газа в регионе в 2018 г. выросла на 44% и составила за 2018 г. 41,78 млрд куб. м. Объем добычи. природного газа в регионе составил 23,08 млрд куб. м и был в основном обеспечен на месторождениях ОАО «Сибнефтегаз », ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» . и ООО «РН-Пурнефтегаз». Добыча попутного нефтяного газа. в регионе составила 18,7 млрд куб. м, при этом основной объем был обеспечен на месторождениях ПАО «Самотлорнефтегаз», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ПАО «РН-Няганьнефтегаз» и ПАО «Томскнефть», «ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» Добыча 4,5 млрд куб. м в 2018 г. 2018 г. — продолжение реализации программы по повышению уровня полезного использования ПНГ.

Далее рассмотрим. технологию добычи нефти. Добыча нефти осуществляется с помощью буровых установок. Стандартные (базовые) буровые установки состоят из буровой вышки (башни), бурильной трубы (колонны), большой лебедки для опускания. и поднимания бурильной трубы, бурильного стола, который вращает. бурильную трубу и бур, мешалки для приготовления бурового раствора, насоса, двигателя для приведения в движение бурильного стола, и ворота. Небольшие. буровые установки, использующиеся для бурения разведочных или сейсмических скважин, могут монтироваться на тягачах для передвижения от участка к участку.. Более крупные буровые установки либо

возводятся напрямую на участке, либо имеют передвижные навесные (складывающиеся) буровые вышки, облегчающие перемещение и возведение таких установок.

Добыча нефти. заключается, в основном, в ее вытеснении водой или газом. Во время первоначального бурения. почти вся сырая нефть находится под давлением. Это естественное давление падает по мере того, как нефть и газ удаляются из продуктивного. пласта в течение трех фаз его добычи:

- Во время первой. фазы, добычи промыванием, поток управляется естественным давлением в пласте, возникающим в следствие удерживания растворенного в нефти газа под давлением над нефтью, и гидравлическим давлением воды, скапливающейся под нефтью. .

- Механизированная(насосно-компрессорная) добыча, которая состоит в закачивании газа под давлением в продуктивный пласт, когда естественное давление исчерпалось.

- Третья фаза, малодобитная или предельная добыча, наступает, когда скважина дает нефть только периодически [20, стр. 152].

Изучение поведения. продуктивных пластов нефти и газа началось в начале XX века, когда обнаружилось, что закачивание воды в продуктивный пласт увеличивает добычу. В это время. промышленность извлекала из скважин всего 10-20% содержимого продуктивного пласта, что можно сравнить с современными уровнями извлечения свыше. 60% запасов пласта, до того, как скважина становится непродуктивной. Концепция. регулирования производительности пласта заключается в том, что чем выше скорость добычи, тем быстрее разрежается давление в продуктивном слое, сокращая, таким. образом, общее количество нефти, которое способно. быть, в конечном счете, извлечено из скважины. Производительность нефтяных и газовых продуктивных пластов улучшается при помощи. разнообразных методов извлечения: кислотная обработка, разрыв пласта, поддержание пластового давления, заводнение пласта,

нагнетание в пласт. смешивающихся с нефтью жидкостей, внутрислоево-е горение, нагнетание пара.

1.6 СВOT (SWOT)-анализ

Для того чтобы успешно выжить в долгосрочной перспективе, организация должна уметь прогнозировать то, какие трудности могут возникнуть на ее пути в будущем, и то, какие новые возможности могут открыться для неё. Поэтому стратегическое управление, изучая внешнюю среду, концентрирует внимание на выяснении того, какие угрозы и возможности таит в себе внешняя среда.

Чтобы успешно справляться с угрозами и действительно использовать возможности, отнюдь не достаточно только знания о них. Можно знать об угрозе, но не иметь возможности противостоять ей и тем самым потерпеть поражение.

Также можно знать об открывающихся возможностях, но не обладать потенциалом для их использования и, следовательно, не суметь их использовать. Сильные и слабые стороны внутренней среды организации в такой же мере, как угрозы и возможности, определяют условия успешного существования организации. Поэтому очень важно при анализе внутренней среды выявить именно те, какие сильные и слабые стороны имеют отдельные составляющие организации и организация в целом [18, стр. 61].

Суммируя вышесказанное, можно констатировать, что анализ среды, направлен на выявление угроз и возможностей, которые могут возникнуть во внешней среде по отношению к организации, а также сильных и слабых сторон, которыми обладает организация.

Технология работы с материалом, полученным в ходе SWOT-анализа, исключительно проста. Респонденту, после того как он сделал соответствующую запись, задаются уточняющие вопросы типа: «Почему Вы так считаете?» или «Как Вы считаете, чем вызвано(обусловлено) существование той или иной проблемы?». При этом не требуется, сколько-нибудь, серьезной специальной подготовки тех, кто проводит подобный анализ внутри организации. Например,

такой подход - сочетание. SWOT-анализа и диагностического интервью - дает достаточно четкое представление о том: «Что представляет организация на самом деле?».

Это исключительно универсальный метод, который способно использоваться для анализа деятельности конкретных подразделений. В ряде случаев его можно использовать для оценки сильных, слабых сторон, возможностей и угроз в кадровой работе, при принятии управленческих решений. Кроме того, применение технологии SWOT-анализа маркетинговой службой при оценке основных конкурентов, создает прекрасные предпосылки для разработки тактики конкурентной борьбы и обеспечения конкурентных преимуществ. При этом исключительно важна максимальная степень детализации каждого из квадрантов SWOT-анализа [18, стр. 70].

Руководителю любого уровня в организации методика SWOT-анализа прекрасное подспорье в практической деятельности, позволяющее систематизировать проблемную ситуацию, лучше осознать структуру ресурсов, на которые следует опираться в совершенствовании деятельности и развитии организации.

Основные параметры SWOT-анализа

Неотъемлемыми частями SWOT-анализа можно назвать внутренний аудит компании и аудит внешней среды.

Внешний аудит, или анализ угроз и благоприятных возможностей внешней среды

В процессе проведения внешнего аудита оценивается привлекательность рынка и другие возможности и угрозы внешней среды.

Применяемый для анализа среды метод SWOT (аббревиатура составлена из первых букв английских слов: сила-strength, слабости-weakness, возможности-opportunities, угрозы-threats) считается довольно широко признанным подходом, позволяющим провести совместное изучение внешней и внутренней среды.

Применяя метод SWOT, удастся определить линии связи между угрозами и возможностями.

Сначала, с учётом конкретной ситуации, в которой находится организация, составляются список её слабых сторон - это отсутствие чего-то важного для функционирования предприятия или то, что вам пока не удастся по сравнению с другими компаниями и ставит вас в неблагоприятное положение. В качестве примера слабых сторон можно привести слишком узкий ассортимент выпускаемых товаров, плохую репутацию компании на рынке, недостаток финансирования, низкий уровень сервиса, наличие устаревшего оборудования, низкую рентабельность продаж, неустойчивое финансовое положение и так далее.

Далее выделяем сильные стороны организации - это то, в чем оно преуспело или какая-то особенность, предоставляющая вам дополнительные возможности. Сила способно заключаться в имеющемся у вас опыте, доступе к уникальным ресурсам, наличии передовой технологии и современного оборудования, высокой квалификации персонала, высоком качестве выпускаемой вами продукции, известности вашей торговой марки, низкий удельный вес издержек в выручке от продаж и так далее.

Также выделяем рыночные угрозы - события, наступление которых способно оказать неблагоприятное воздействие на ваше предприятие. Примеры рыночных угроз: выход на рынок новых конкурентов, рост налогов, изменение вкусов покупателей, снижение рождаемости, рост продаж замещающего продукта и так далее.

Далее выделяем рыночные возможности - благоприятные обстоятельства, которые ваше предприятие способно использовать для получения преимущества. В качестве примера рыночных возможностей можно привести ухудшение позиций ваших конкурентов, резкий рост спроса на продукцию, появление новых технологий производства вашей продукции, рост уровня доходов населения и тому подобное.

Таблица 1.1 – SWOT-анализ АО «Самотлорнефтегаз»

Сильные стороны:	Угрозы:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокое качество оказываемых услуг; 2. Высокий инвестиционный потенциал; 3. Высокий уровень сервиса; 4. Опыт и квалификация персонала ; 5. Бренд с сильными позициями; 6. Налаженная дистрибьюция; 7. Устойчивое финансовое положение. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Кризисное состояние экономики нефтегазового комплекса; 2. Снижение мировых цен на нефть; 3. Возрастание конкурентного давления; 4. Неблагоприятная налоговая политика государства; . 5. Дефицит специалистов. .
Слабые стороны:	Возможности:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокий материальный износ оборудования; 2. Снижение объемов нефтедобычи ; 3. Сильное истощение разведанных месторождений; 4. Высокие издержки производства ; 5. Непостоянность денежного потока из-за большого периода оборота дебиторской задолженности. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Рост внутреннего и внешнего рынка, . увеличение спроса со стороны потребителей; 2. Использование новых технологий; . 3. Выход на новые рынки услуг; . 4. Приток частного и иностранного капитала. 5. Поддержка компании со стороны государства, работающих с трудно извлекаемыми запасами нефти.

Таким образом, перспективной для развития предприятия АО «Самотлорнефтегаз» считается стратегия увеличения нефтеотдачи и финансовых результатов работы предприятия.

2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ».

2.1 Анализ основных показателей деятельности

Анализ производственно-хозяйственной деятельности считается базой планирования, средством оценки качества планирования и выполнения плана.

С помощью данного анализа отмечаются первоначальные показатели для последующей разработки плана на расчетный период в будущем.

Основным видом деятельности АО «Самотлорнефтегаз» считается:

- Добыча нефти и попутного нефтяного газа;
- Разработка месторождений;
- Реализация нефти и попутного нефтяного газа.

Таблица 2.1 – Динамика добычи нефти и попутного газа АО «СНГ»
за 2016-2018 год.

Показатель	Объемы добываемого сырья, тыс. тонн					Темп роста (снижения),%	
	2016 год	2017год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/ 2016	2018/ 2017
				2017/ 2016	2018/ 2017		
Добыча нефти тыс. тонн	20 797,04	20 042,24	19 809,64	-754,8	-232,6	96,37	98,83
Добыча газа (используемый газ)	5,2	5,12	5,17	- 0,08	0,05	98,46	100,98

Из выше представленных данных мы видим, что к концу 2018 года произошло снижение добычи нефти на 1,17% по сравнению с 2017 годом. Снижение цены на нефть повлекло за собой снижения объёмов добычи.

С 2017 по 2018 год добыча газа увеличилась на 0,05 млрд.м³ и составила 5,17 млрд.м³. Это означает, что спрос на данное сырье растёт.

2.2 Анализ финансового состояния

2.2.1 Анализ состава и структуры баланса

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

Анализируя финансовую отчетность, можно использовать различные методы (и логические, и формализованные). Но к наиболее часто используемым методам финансового анализа относятся горизонтальный и вертикальный анализ. Анализ финансово-экономического состояния АО «Самотлорнефтегаз» следует начинать с общей характеристики состава и структуры актива(имущества) и пассива (обязательств) баланса.

Анализ актива баланса дает возможность определить основные показатели, характеризующие производственно-хозяйственную работа предприятия:

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

Сначала дается оценка изменения общей стоимости имущества. В качестве критерия в данном случае целесообразно использовать сравнительную динамику показателей изменения активов и полученных в анализируемом периоде количественных (объем реализации) и качественных (прибыль) результатов.

Оптимальное соотношение:

$$T_n > T_e > T_{ак} > 100\% \quad (1)$$

де T_n - темп изменения прибыли;

T_v - темп изменения выручки от продажи продукции(работ, услуг);

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

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

Таблица 2.2 – Темпы изменения активов, выручки и прибыли

АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год
Чистая прибыль	37 734 829	27 705 904	76 866 775
Выручка	326 171 119	361 443 881	464 922 778
Активы	394 852 293	425 398 928	514 789 307
Темп изменения прибыли (%)		73,42	277,43
Темп изменения выручки (%)		110,8	128,62
Темп изменения активов (%)		107,73	121,01

« Самотлорнефтегаз» За 2016-2017год видно, что прибыль компании росла очень медленно, чем объем её продаж. Это говорит о повышении себестоимости. Но данный показатель стремительно изменился в 2018 году, чистая прибыль увеличилась на 177%, а выручка на 28%. Темп роста объема продаж, превышает темп изменения активов, это говорит об эффективном использовании ресурсов и увеличении экономического потенциала бизнеса.

В 2017 году происходит рост «отдачи имущества», по снижению рентабельности предприятия, что не соответствует золотому правилу. $73,42\% < 110,8\% > 107,73\% > 100\%$, только в 2018 году данное соотношение осуществляется $277,43 > 128,62\% > 121,01\% > 100\%$, это означает, что издержки производства и обращение снижаются, а ресурсы используются более эффективно

Проанализируем динамику и структуру активов предприятия.

Таблица 2.3 – Динамика активов АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2016/ 2017	2018/ 2017
				2017/ 2016	2018/ 2017		
1. Ошибка! активы	170 698 124	195 382 133	219 069 077	24 684 009	23 686 944	114,5	112,1
2. Оборотн ые активы	224 154 169	230 016 795	295 720 230	5 862 626	65 703 435	102,6	128,6
АКТИВЫ - всего	394 852 293	425 398 928	514 789 307	30 546 635	89 390 379	107,7	121

Таблица 2.4 – Структура активов АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2016 год	2017 год	2018 год	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)	
							Ошибк и 2016	2018/ 2017
1. Внеоборотные активы	170 698 124	195 382 133	219 069 077	43,2	45,9	42,6	2,7	-3,3
2. Оборотные активы	224 154 169	230 016 795	295 720 230	56,8	54,1	57,4	-2,7	3,3
АКТИВЫ - всего	394 852 293	425 398 928	514 789 307	100	100	100	-	-

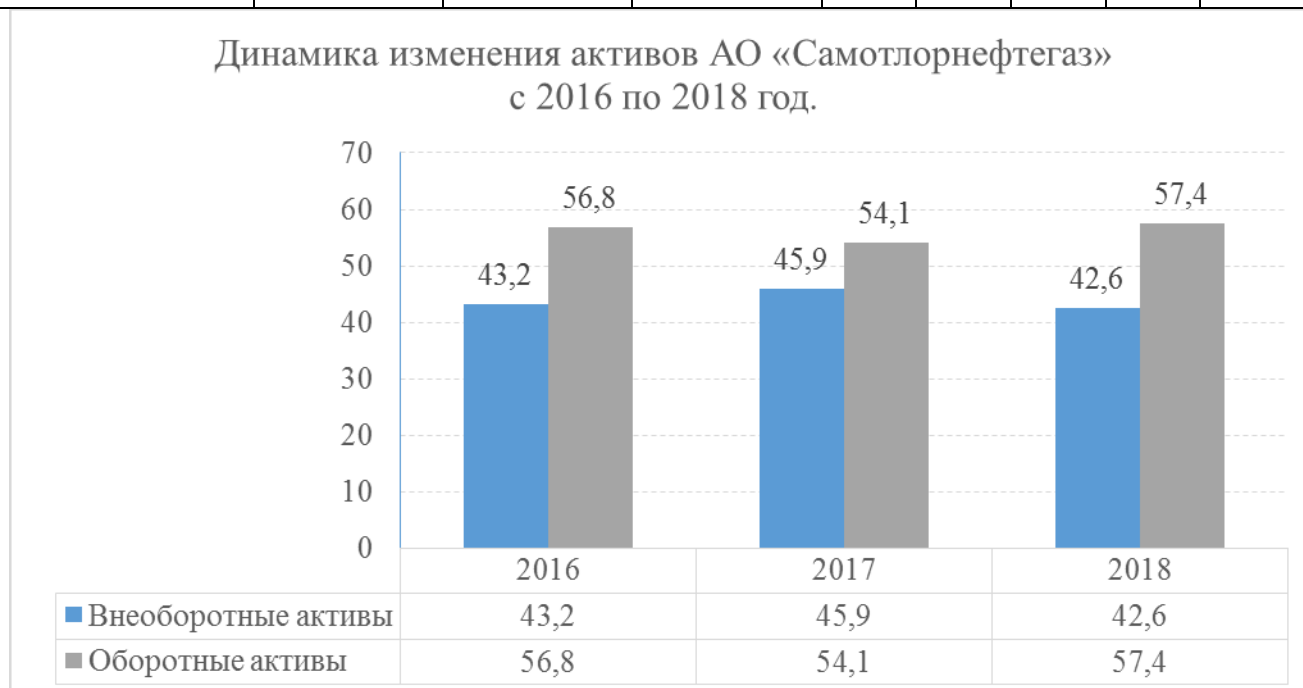


Рисунок 2.1 – Динамика изменений активов АО «Самотлорнефтегаз»

Согласно таблице видно, что по сравнению с 2016 и 2017 годами, в 2018 году активы предприятия постепенно выросли.

Такая динамика говорит о сохранении на предприятии достаточного минимума внеоборотных активов, сохранении высокого производственного потенциала. Однако кроме финансового критерия существует критерий производственной необходимости – необходимо иметь достаточный минимум внеоборотных активов. Увеличение оборотных активов и их доли в имуществе предприятия является, в общем, позитивным явлением, однако оно не должно становиться причиной уменьшения оборачиваемости средств и платежеспособности организации, а также фактором снижения деловой активности. Снижение внеоборотных активов может означать как продажу основных средств, так и начисление амортизации, то есть физический износ производственных мощностей. Чем больше в компании внеоборотных активов, тем больше финансовых ресурсов требуется для их поддержания, и тем больше должна быть доля собственного капитала.

Охарактеризуем динамику иммобилизованной части имущества:

Таблица 2.5 – Динамика внеоборотных активов АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/ 2016	2018/ 2017
				2017/ 2016	2018/ 2017		
1. Нематериальные активы	6 273 006	6 168 587	6 111 746	-104 419	-56 841	98,3	99,1
2. Основные средства	131 443 441	144 783 004	167 929 772	13 339 563	23 146 768	110,1	115,9
3. Ошибка! вложения	29 210 266	40 209 820	40 209 820	10 999 554	0	137,6	100
4. Ошибка! поисковые активы	137 834	137 849	15	15	-137 834	100	0,01

Продолжение таблицы 2.5

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/ 2016	2018/ 2017
				2017/ 2016	2018/ 2017		
5. Ошибка! налоговые активы	2 197 121	2 791 999	3 488 509	594 878	696 510	127,1	124,9
6.Прочие внеоборотн ые активы	1 436 456	1 290 874	1 329 215	-145 582	38 341	89,8	102,9
Ошибка! АКТИВЫ - всего	170 698 124	195 382 133	219 069 077	24 684 009	23 686 944	114,4	112,1

Таблица 2.6 – Структура внеоборотных активов АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2016 год	2017 год	2018 год	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)	
							2017/ 2016	2018/ 2017
1. Ошибка! активы	6 273 006	6 168 587	6 111 746	3,67	3,15	2,79	-0,52	-0,36
2.Основные средства	131 443 441	144 783 004	167 929 772	77	74,1	76,66	-2,9	2,56
3. Ошибка! вложения	29 210 266	40 209 820	40 209 820	17,13	20,6	18,35	3,45	-2,23
4. Ошибка! поисковые активы	137 834	137 849	15	0,08	0,07	0	-0,01	-0,07
5.Отложен ные налоговые активы	2 197 121	2 791 999	3 488 509	1,28	1,43	1,59	0,15	0,16
6.Прочие Ошибка! активы	1 436 456	1 290 874	1 329 215	0,8	0,66	0,61	-0,14	-0,05
Ошибка! АКТИВЫ -	170 698 124	195 382 133	219 069 077	100	100	100	-	-

Из анализа динамики внеоборотных активов видно, что за анализируемые периоды сумма основного капитала в динамике 2017г. По сравнению с 2016г. увеличилось на 14,46% и в динамике 2018г. по сравнению с 2017г.- на 12,12%. Это обусловлено вводом в эксплуатацию нового оборудования. Нематериальные

активы в динамике 2017 и 2018 года уменьшились с 3,15% до 2,79% соответственно, что свидетельствует о снижении инновационной активности, а также на уменьшение нематериальных активов влияет падение объемов добычи нефти за счет уменьшения дебита в скважине и авариях, произошедших на месторождениях.

Значительно возросла сумма финансовых вложений (в 2017г. и в 2018г. в сравнении с 2016г. 37,66%), что свидетельствует о расширении инвестиционной деятельности предприятия.

Изучение динамики состава, структуры и эффективности использования оборотных активов составляет наиболее важную часть финансового анализа. Это обусловлено большим количеством видов оборотных активов, высокой скоростью их оборачиваемости, приоритетной ролью оборотных активов в обеспечении рентабельности и платежеспособности предприятия.

Проведем оценку динамики изменения оборотных активов для АО «СНГ»

Таблица 2.7 – Динамика оборотных активов АО «Самотлорнефтегаз».

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/2016	2018/2017
				2017/2016	2018/2017		
1. Запасы	4 902 819	5 632 508	5 887 581	729 689	255 073	114,8	104,5
2. НДС по Ошибка! ценностям	365 338	935 164	86	569 826	-935 078	255,9	0,01
3. Дебиторская Ошибка!	218 864 975	222 204 347	289 748 663	3 339 372	67 544 289	101,5	130,3
4. Денежные средства	503	3 641	3 311	3 138	-330	723,8	90,9
Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/2016	2018/2017
				2017/2016	2018/2017		

Продолжение таблицы 2.7

5. Ошибка! вложения	0	1 226 884	0	1 226 884	-1 226 884	0	0
6.Прочие оборотные активы	20 534	14 251	80 589	-6 283	66 338	101,9	11,9
Ошибка! АКТИВЫ -	224 154 169	230 016 795	295 720 230	5 862 626	65 703 435	102,6	128,5

Таблица 2.8 – Структура оборотных активов АО «Самотлорнефтегаз».

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2016 год	2017 год	2018 год	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)	
							2017/ 2016	2018/ 2017
1.Запасы	4 902 819	5 632 508	5 887 581	2,18	2,45	1,99	0,27	-0,46
2.НДС по Ошибка! ценностям	365 338	935 164	86	0,16	0,41	0	0,25	-0,41
3. Ошибка! задолженно сть	218 864 975	222 204 347	289 748 663	97,64	96,6	97,98	-1,03	1,37
4. Денежные средства	503	3 641	3 311	0,22	0,002	0,001	-0,218	-0,001
5. Ошибка! вложения	0	1 226 884	0	0	0,53	0	0,53	-0,53
6.Прочие оборотные активы	20 534	14 251	80 589	0,009	0,006	0,03	-0,003	0,024
Ошибка! АКТИВЫ - всего	224 154 169	230 016 795	295 720 230	100	100	100	-	-

Динамика оборотных активов говорит о преобладании в их общей сумме дебиторской задолженности в 2016г.- 97,64%, 2017г.-96,61% и 2018г.- 97,98%, что считается не благоприятным фактором и способно вызвать в дальнейшем проблему неплатежей. На производственные запасы приходится: 2,18%, 2,45% и 1,99%. Денежные средства и финансовые вложения в 2016 и 2018 году составили незначительный удельный вес, но в 2017 году, финансовые вложения очень заметно увеличились на 1 226 884 тыс., руб., это указывает на отвлечение средств из основной производственной деятельности.

Дебиторская задолженность, денежные средства, краткосрочные финансовые вложения относятся к сфере обращения. Предпочтительным считается рост оборотных активов в сфере производства, так как в этой сфере создается прибыль.

Проведем оценку динамики состава и структуры пассива баланса.

Для общей оценки имущественного потенциала предприятия проводится анализ динамики состава и структуры обязательств(пассива) баланса. Эти позиции рассматриваются на данных бухгалтерской отчетности (ф. №1 и №5).

Пассив состоит из собственного и заемного капитала. Собственный капитал организации представляет собой стоимость её активов, не обремененных обязательствами. Заемные средства являются финансовым рычагом, с помощью которого повышается рентабельность предприятия.

Таблица 2.9 – Динамика изменений размеров собственного и заемного капитала в АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/2016	2018/2017
				2017/2016	2018/2017		
1. Ошибка! капитал	322 976 504	350 569 286	427 403 284	27 592 782	76 833 998	108,5	121,9
2.Заемный капитал	71 875 789	74 829 642	87 386 023	2 953 853	12 556 381	104,1	116,7
ПАССИВ - всего	394 852 293	425 398 928	514 789 307	30 546 635	89 390 379	107,7	121,1

Таблица 2.10 – Структура пассива АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2016 год	2017 год	2018 год	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)	
							2017 /	2018/2017

							2016	
1. Ошибка! капитал	322 976 504	350 569 286	427 403 284	81,8	82,41	83,02	0,61	0.6
2. Заемный капитал	71 875 789	74 829 642	87 386 023	18,2	17,59	16,98	-0,61	-0,61
ПАССИВ - всего	394 852 293	425 398 928	514 789 307	100	100	100	-	-



Рисунок 2.2 – Динамика изменений размеров собственного и заемного капитала в АО «Самотлорнефтегаз» с 2016 по 2018 год.

В структуре пассива наибольший удельный вес обладает собственный капитал (на начало периода 81,8%), при этом наблюдается постепенное увеличение: 82,41 в 2017 году, 83,02 в 2018 году. Увеличение собственного капитала зачастую воспринимается позитивным сигналом, то есть, это считается признаком успешности компании, обретении ею конкурентных преимуществ. Впоследствии роста собственного капитала рыночная стоимость коммерческого предприятия возрастает, оно становится привлекательнее для потенциальных инвесторов, растет уровень доверия среди кредиторов. Доля заемного капитала на протяжении анализируемого периода постепенно снижается: 18,2% в 2016 г, и 17,59% в 2017г. до 16,98 в 2018 году. Это считается положительным моментом,

так как предприятие способно в случае необходимости покрыть все обязательства собственными средствами.

Результаты анализа структуры собственного капитала АО «Самотлорнефтегаз» представлены в таблице 2.11

Таблица 2.11 – Динамика собственного капитала АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения), %	
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/2016	2018/2017
				2017/2016	2018/2017		
1. Уставный капитал	6316	6316	6 316	0	0	100	100
2. Переоценка внеоборотных активов	429 027	412 207	422 729	-16 820	-10 522	96,1	102,5
3. Добавочный капитал	58 214 072	58 214 072	58 214 072	0	0	100	100
4. Резервный капитал	1579	1579	1579	0	0	100	100
5. Ошибка! прибыль (непокрытый убыток)	264 325 510	291 935 112	368 758 588	27 609 602	76 823 476	110,4	126,3
Итого	322 976 504	350 569 286	427 403 284	27 592 782	76 833 998	108,5	121,9

Таблица 2.12 – Структура собственного капитала АО «Самотлорнефтегаз».

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %			
	2016 год	2017 год	2018 год	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)

							2017/ 2016	2018/ 2017
1. Уставный капитал	6316	6316	6 316	0,002	0,002	0,002	0	0
2. Переоценка Ошибка! активов	429 027	412 207	422 729	0,1	0,12	0,1	0,02	-0,02
3. Ошибка! капитал	58 214 072	58 214 072	58 214 072	18,02	18,02	18,02	0	0
4. Резервный капитал	1579	1579	1579	0	0	0	0	0
5. Нераспределенная прибыль (Ошибка! убыток)	264 325 510	291 935 112	368 758 588	81,84	83,27	86,27	1,43	3
Итого	322 976 504	350 569 286	427 403 284	100	100	100	-	-

Динамика изменений в структуре собственного капитала

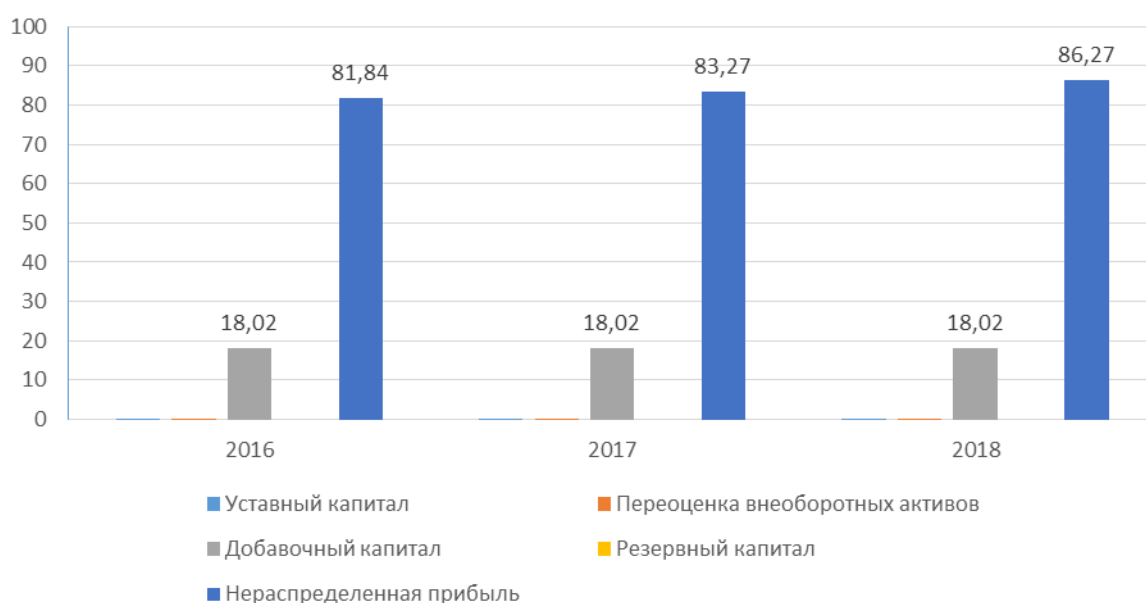


Рисунок 2.3 – Динамика изменений в структуре собственного капитала

Из таблицы 2.12 видно, что в структуре собственного капитала АО «Самотлорнефтегаз» произошли некоторые сдвиги. Уставный и резервный капитал за 2016-2018 гг. не изменились. Добавочный капитал в период с 2016 по 2018 год так же не изменился. Наблюдается значительный рост нераспределенной прибыли предприятия. За весь исследуемый период

(2016-2018 гг.) нераспределенная прибыль предприятия увеличилась – с 264 325 510 руб. до 368 758 588руб, это способно быть связано с наличием не востребоваанных дивидендов, с момента начисления которых прошло более 3-х лет.

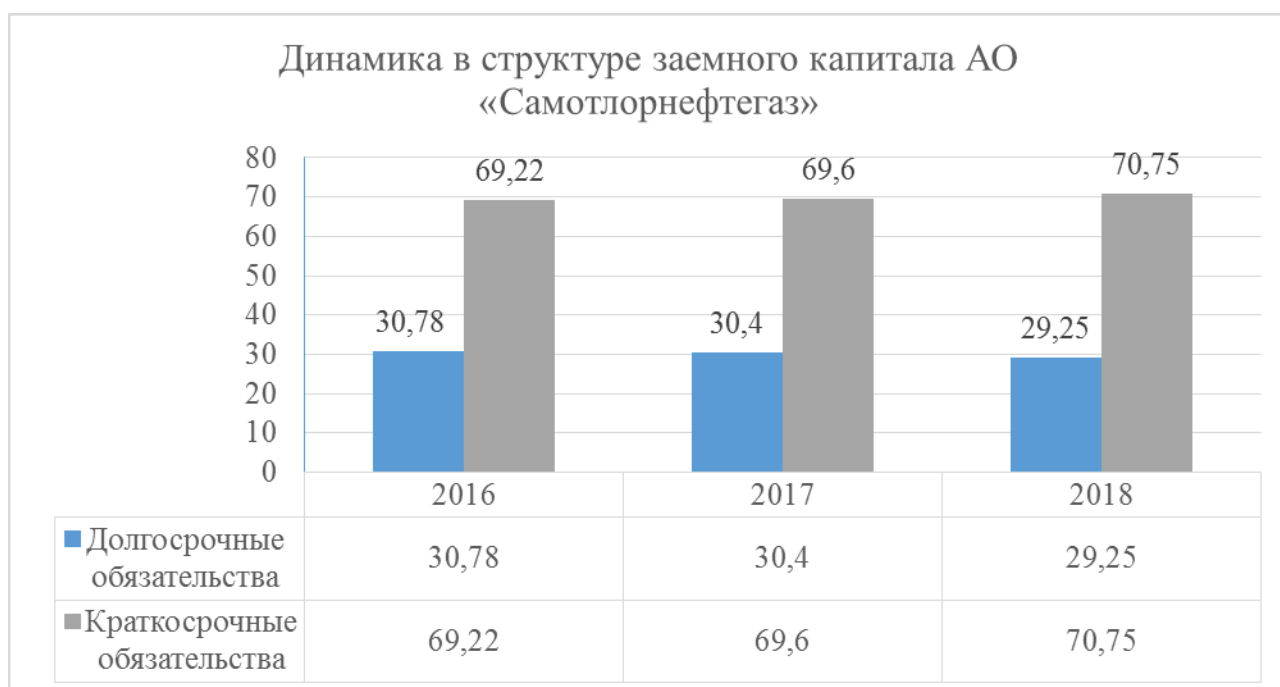
Рассмотрим динамику в структуре заемного капитала предприятия (таблица 2.13).

Таблица 2.13 – Динамика заемного капитала АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/2016	2018/2017
				2017/2016	2018/2017		
1.Долгосрочные обязательства	22 120 531	22 748 565	25 556 110	628 034	2 807 545	102,8	112,3
2.Краткосрочные обязательства	49 755 258	52 081 077	61 829 913	2 325 819	9 748 836	104,6	118,7
Всего	71 875 789	74 829 642	87 386 023	2 953 853	12 556 381	104,1	116,7

Таблица 2.14 – Структура заемного капитала АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2016 год	2017 год	2018 год	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)	
							2017/2016	2018/2017
1.Долгосрочные обязательства	22 120 531	22 748 565	25 556 110	30,78	30,4	29,25	-0,37	-1,14
2.Краткосрочные обязательства	49 755 258	52 081 077	61 829 913	69,22	69,6	70,75	0,38	1,15
Всего	71 875 789	74 829 642	87 386 023	100	100	100	-	-



**Рисунок 2.4 – Динамика изменений в структуре заемного капитала АО
«Самотлорнефтегаз»**

Данные таблицы показывают, что в сравнение с 2017 годом, в 2018 году долгосрочные обязательства выросли на 12,34%, этот фактор можно рассматривать как положительным, так как они приравниваются к собственному капиталу. Также произошло увеличение краткосрочных обязательства в периоде 2017-2018 года на 18,71%, это говорит о том, что возможны дополнительные финансовые затраты для урегулирования отношений с кредиторами.

Таблица 2.15 – Динамика краткосрочных обязательств АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/ 2016	2018/ 2017
				2017/ 2016	2018/ 2017		
1.Кредиторская задолж.	47 059 762	48 652 921	57 409 966	1 593 159	8 757 045	72,5	166,2
2.Оценочные обязательства	2 657 696	3 400 172	4 399 276	742 476	999 104	127,9	129,3
3.Прочие обязательства	0	0	0	0	0	0	0
4.Доходы будущих периодов	37 800	27 984	20 671	-9 816	-7 313	74,1	73,8

Продолжение таблицы 2.15

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб				Темп роста (снижения),%		
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/ 2016	2018/ 2017
				2017/ 2016	2018/ 2017		
Ошибка! обязательства	49 755 258	52 081 077	61 829 913	2 325 819	9 748 836	103,6	118,7

Таблица 2.16 – Структура краткосрочных обязательств АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2016 год	2017 год	2018 год	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)	
							Ошибка 2016	Ошибка 2017
1.Кредиторск ая задолж.	47 059 762	48 652 921	57 409 966	94,6	93,4	92,85	-1,2	-0,55
2.Оценочные обязательства	2 657 696	3 400 172	4 399 276	5,33	6,55	7,12	1,22	0,57
3.Прочие обязательства	0	0	0	0	0	0	0	0
4.Доходы будущих периодов	37 800	27 984	20 671	0,07	0,05	0,03	-0,02	-0,02
Ошибка! обязательства	49 755 258	52 081 077	61 829 913	100	100	100	-	-

Данные таблицы показывают, что наибольший удельный вес занимает кредиторская задолженность, в 2016 – 94,6; в 2017 – 93,4; в 2018 – 92,8, с каждым годом данный показатель уменьшается, это говорит о движении деятельности предприятия к улучшению положения. Покрытие недоимки в обозначенный период подразумевает платежеспособность организации.

Рассмотрим динамику и структуру долгосрочных обязательств.

Таблица 2.17 – Динамика долгосрочных обязательств АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб	Темп роста
----------------	------------------------------	------------

						(снижения),%	
	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)		2017/ 2016	2018/ 2017
				2017/ 2016	2018/ 2017		
1.Отложенные налоговые обязательства	15 099 712	15 476 722	15 619 429	377 010	142 707	102,4	100,9
2.Оценочные обязательства	7 020 819	7 271 843	9 915 209	251 024	2 643 366	103,5	136,3
3.Прочие обязательства	0	0	21 472	0	21 472	0	-
Долгосрочные обязательства	22 120 531	22 748 565	25 556 110	628 034	2 807 545	102,8	112,3

Таблица 2.18 – Структура долгосрочных обязательств АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2016 год	2017 год	2018 год	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение (+,-)	
							2017 / 2016	2018 / 2017
1.Отложенные налоговые обязательства	15 099 712	15 476 722	15 619 429	68,26	68,03	61,11	-0,23	-6,93
2.Оценочные обязательства	7 020 819	7 271 843	9 915 209	31,73	31,96	38,79	0,23	6,83
3.Прочие обязательства	0	0	21 472	0	0	0,08	0	0,08
Долгосрочные обязательства	22 120 531	22 748 565	25 556 110	100	100	100	-	-

Исходя из данных можно сделать вывод, что наибольший удельный вес имеют отложенные налоговые обязательства, сравнивая 2017 и 2018 год, этот показатель не значительно увеличивается, причиной для возникновения отложенных налоговых обязательств являются правомерно применяемые предприятием правила учета, при которых бухгалтерская прибыль в конкретном периоде будет отличаться от налогооблагаемой и разница станет постепенно погашаться в последующие периоды

2.2.2 Финансовая устойчивость АО «Самотлорнефтегаз»

Финансовая устойчивость — это стабильность финансового положения предприятия, обеспечиваемая достаточной долей собственного капитала в составе источников финансирования. Достаточная доля собственного капитала означает, что заемные источники финансирования используются предприятием лишь в тех пределах, в которых оно способно обеспечить их полный и своевременный возврат. С этой точки зрения краткосрочные обязательства по сумме не должны превышать стоимости ликвидных активов. [13, стр. 96]

В данном случае ликвидные активы — не все оборотные активы, которые можно быстро превратить в деньги без ощутимых потерь стоимости по сравнению с балансовой, а только их часть. В составе ликвидных активов — запасы и незавершенное производство. Их превращение в деньги возможно, но его нарушит бесперебойную работа предприятия. Речь идет лишь о тех ликвидных активах, превращение которых в деньги считается естественной стадией их движения. Кроме самих денежных средств и финансовых вложений сюда относятся дебиторская задолженность и запасы готовой продукции, предназначенной к продаже.

Рассмотрим 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 (собственных средств, долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов) в формировании запасов и затрат используются следующие показатели.

$$COC = CK - BOA = \text{стр. } 1300 - \text{стр. } 1100 \quad (2)$$

$$KF = (CK + ДО) - BOA = (\text{стр. } 1300 + \text{стр. } 1400) - \text{стр. } 1100 \quad (3)$$

$$\begin{aligned}
 \text{ВИ} &= (\text{СК} + \text{ДО} + \text{КЗО}) - \text{ВОА} = (\text{стр. 1300} + \text{стр. 1400} + \text{стр. 1510}) - \\
 &\quad - \text{стр. 1100} \qquad \qquad \qquad (4)
 \end{aligned}$$

СК – собственный капитал;

ВОА – внеоборотные активы;

ДО – долгосрочные обязательства;

КЗО – заемные краткосрочные обязательства.

1) Обеспеченность собственными оборотными средствами (СОС):

$$\text{СОС (2016)} = \text{СК} - \text{ВОА} = 322\,976\,504 - 170\,698\,124 = 152\,278\,380 \text{ тыс., руб.}$$

$$\text{СОС (2017)} = \text{СК} - \text{ВОА} = 350\,569\,286 - 195\,382\,133 = 155\,187\,153 \text{ тыс., руб.}$$

$$\text{СОС (2018)} = \text{СК} - \text{ВОА} = 427\,403\,284 - 219\,069\,077 = 208\,334\,207 \text{ тыс., руб.}$$

2) Обеспеченность собственными и долгосрочными заемными источниками формирования запасов (функциональный капитал):

$$\text{КФ (2016)} = (\text{СК} + \text{ДО}) - \text{ВОА} = 152\,278\,380 + 22\,120\,531 = 174\,398\,911 \text{ тыс., руб.}$$

$$\text{КФ (2017)} = (\text{СК} + \text{ДО}) - \text{ВОА} = 155\,187\,153 + 22\,748\,565 = 177\,935\,718 \text{ тыс., руб.}$$

$$\text{КФ (2018)} = (\text{СК} + \text{ДО}) - \text{ВОА} = 208\,334\,207 + 25\,556\,110 = 233\,890\,317 \text{ тыс., руб.}$$

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

$$\text{ВИ (2016)} = 174\,398\,911 + 0 = 174\,398\,911 \text{ тыс., руб.}$$

$$\text{ВИ (2017)} = 177\,935\,718 + 0 = 177\,935\,718 \text{ тыс., руб.}$$

$$\text{ВИ (2018)} = 233\,890\,317 + 0 = 233\,890\,317 \text{ тыс., руб.}$$

Таблица 2.19 – Абсолютные показатели финансовой устойчивости АО «Самотлорнефтегаз» В тыс. руб.

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение(+,-)	
				2017/ 2016	2018/ 2017
1. Наличие собственных оборотных средств на конец расчетного периода (СОС)	152 278 380	155 187 153	208 334 207	2 908 773	53 147 054

Продолжение таблицы 2.19

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение(+,-)	
				2017/ 2016	2018/ 2017
2.Наличие собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов(КФ)	174 398 911	177 935 718	233 890 317	3 536 807	55 954 599
3. Общая величина основных источников формирования запасов и затрат (ВИ)	174 398 911	177 935 718	233 890 317	3 536 807	55 954 599

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

$$\Delta \text{СОС} = \text{СОС} - \text{ЗП} = (\text{стр. 1300} - \text{стр. 1100}) - \text{стр. 1210} \quad (5)$$

$$\Delta \text{СД} = \text{КФ} - \text{ЗП} = (\text{стр. 1300} + \text{стр. 1400}) - \text{стр. 1100} - \text{стр. 1210} \quad (6)$$

$$\Delta \text{ОИ} = \text{ВИ} - \text{ЗП} = (\text{стр. 1300} + \text{стр. 1400} + \text{стр. 1510}) - \text{стр. 1100} - \text{стр. 1210} \quad (7)$$

ЗП – общая величина запасов;

Таблица 2.20 – Показатели обеспеченности запасов источниками формирования
АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение(+,-)	
				2017/ 2016	2018/ 2017
1. Излишек (+) или недостаток (-) СОС (Δ СОС) в тыс., руб.	147 375 561	149 554 645	202 446 626	2 179 084	52 891 981
2. Излишек или недостаток собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов (Δ СД) в тыс., руб.	169 496 092	172 303 210	228 002 736	2 807 118	55 699 526
3. Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников покрытия запасов (Δ ОИ) в тыс., руб.	169 496 092	172 303 210	228 002 736	2 807 118	55 699 526

1) Излишек/недостаток Δ СОС:

$$\Delta \text{СОС} (2016) = 152\,278\,380 - 4\,902\,819 = 147\,375\,561 \text{ тыс., руб.}$$

$$\Delta \text{СОС} (2017) = 155\,187\,153 - 5\,632\,508 = 149\,554\,645 \text{ тыс., руб.}$$

$$\Delta \text{СОС} (2018) = 208\,334\,207 - 5\,887\,581 = 202\,446\,626 \text{ тыс., руб.}$$

2) Излишек/недостаток собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов ($\Delta СД$):

$$\Delta СД (2016) = 174\,398\,911 - 4\,902\,819 = 169\,496\,092 \text{ тыс., руб.}$$

$$\Delta СД (2017) = 177\,935\,718 - 5\,632\,508 = 172\,303\,210 \text{ тыс., руб.}$$

$$\Delta СД (2018) = 233\,890\,317 - 5\,887\,581 = 228\,002\,736 \text{ тыс., руб.}$$

3) Излишек/недостаток общей величины основных источников покрытия запасов ($\Delta ОИ$):

$$\Delta ОИ (2016) = 174\,398\,911 - 4\,902\,819 = 169\,496\,092 \text{ тыс руб}$$

$$\Delta ОИ (2017) = 177\,935\,718 - 5\,632\,508 = 172\,303\,210 \text{ тыс руб}$$

$$\Delta ОИ (2018) = 233\,890\,317 - 5\,887\,581 = 228\,002\,736 \text{ тыс руб}$$

$$M = (\Delta СОС, \Delta СД, \Delta ОИ)$$

Приведем полученные в следствие расчетов показатели финансовой устойчивости предприятия в данную трехфакторную модель, при этом показатели берем за «1», при $\Delta СОС, \Delta СД, \Delta ОИ > 0$, или «0», при $\Delta СОС, \Delta СД, \Delta ОИ < 0$:

$$M = (1,1,1) \text{ – за весь период.}$$

По всем трем вариантам расчета на 31 декабря 2018 г. наблюдается покрытие собственными оборотными средствами имеющихся у организации запасов, поэтому финансовое положение по данному признаку можно характеризовать как абсолютно устойчивое. Более того все три показателя покрытия собственными оборотными средствами запасов за анализируемый период улучшили свои значения.

АО «Самотлорнефтегаз» обладает абсолютную финансовую устойчивость. Запасы финансируются за счет собственного оборотного капитала. Это значит, что у АО «Самотлорнефтегаз» высокий уровень платежеспособности. Предприятие не зависит от внешних кредиторов.

Рассмотрим 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 [17, стр. 171].

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

Анализ проводится посредством расчета и сравнения полученных значений коэффициентов с установленными базисными величинами, а также изучения динамики их изменений за определенный период.

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.

В активе основных относительных показателей для оценки финансовой устойчивости могут быть использованы коэффициенты, приведенные в табл. 2.21

$$K_c = \frac{\text{Собственные инвестиционные ресурсы}}{\text{Инвестиционные потребности предприятия}} \quad (8)$$

$$K_{\text{фн}} = \frac{\text{Собственный капитал и резервы}}{\text{Суммарные активы}} \quad (9)$$

$$K_{\text{о/в}} = \frac{\text{Оборотные активы}}{\text{Внеоборотные активы}} \quad (10)$$

$$K_{\text{сос}} = \frac{\text{Собственный капитал} - \text{Внеоборотные активы}}{\text{Оборотные активы}} \quad (11)$$

$$K_{\text{д/к}} = \frac{\text{Долгосрочные обязательства}}{\text{Краткосрочные обязательства}} \quad (12)$$

$$K_m = \frac{\text{Собственные оборотные средства}}{\text{Собственный капитал}} \quad (13)$$

$$K_o = \frac{\text{Собственный капитал} - \text{Внеоборотные активы}}{\text{Оборотные активы}} \quad (14)$$

$$K_n = \frac{\text{Заемные средства}}{\text{Валюта баланса}} \quad (15)$$

Таблица 2.21 – Относительные показатели финансовой устойчивости
АО «Самотлорнефтегаз»

В процентах (%)

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение(+,-)	
				2017/ 2016	2018/ 2017
1. Коэффициент самофинансирования(Кс)	4,49	4,68	4,89	0,19	0,21
2. Коэффициент финансовой независимости (Кфн)	0,81	0,82	0,83	0,01	0,01
3. Коэффициент соотношения оборотных и внеоборотных активов (Ко/в)	1,31	1,17	1,35	-0,14	0,18
4. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами (Ксос)	0,68	0,67	0,70	-0,01	0,03
5. Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств(Кд/к)	0,44	0,43	0,41	-0,01	-0,02
6. Коэффициент маневренности (Км)	0,47	0,44	0,48	-0,03	0,04
7. Коэффициент обеспеченности собственными средствами (Ко)	0,68	0,67	0,70	-0,01	0,03
8. Коэффициент финансовой напряженности(Кн)	0,18	0,17	0,16	-0,01	-0,01

1) Коэффициент самофинансирования характеризует соотношение собственных и заемных средств (> 1).

$$K_c(2016) = 322\,976\,504 / 71\,875\,789 = 4,49$$

$$K_c(2017) = 350\,569\,286 / 74\,829\,642 = 4,68$$

$$K_c(2018) = 427\,403\,284 / 87\,386\,023 = 4,89$$

2) Коэффициент финансовой независимости показывает долю собственных средств общей сумме источников финансирования. Его оптимальное значение $> 0,5$.

$$K_{fn}(2016) = 322\,976\,504 / 394\,852\,293 = 0,81$$

$$K_{fn}(2017) = 350\,569\,286 / 425\,398\,928 = 0,82$$

$$K_{fn}(2018) = 427\,403\,284 / 514\,789\,307 = 0,83$$

3) Коэффициент соотношения оборотных и внеоборотных средств показывает оборотные активы, приходящиеся на один рубль внеоборотных средств.

$$K_{o/v}(2016) = 224\,154\,169 / 170\,698\,124 = 1,31$$

$$K_{o/v}(2017) = 230\,016\,795 / 195\,382\,133 = 1,17$$

$$K_{o/v}(2018) = 295\,720\,230 / 219\,069\,077 = 1,35$$

4) Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами ($K_{сос}$):

$$K_{сос}(2016) = (322\,976\,504 - 170\,698\,124) / 224\,154\,169 = 0,68$$

$$K_{сос}(2017) = (350\,569\,286 - 195\,382\,133) / 230\,016\,795 = 0,67$$

$$K_{сос}(2018) = (427\,403\,284 - 219\,069\,077) / 295\,720\,230 = 0,70$$

5) Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств ($K_{д/к}$):

$$K_{д/к}(2016) = 22\,120\,531 / 49\,755\,258 = 0,44$$

$$K_{д/к}(2017) = 22\,748\,565 / 52\,081\,077 = 0,43$$

$$K_{д/к}(2018) = 25\,556\,110 / 61\,829\,913 = 0,41$$

6) Коэффициент маневренности ($K_{м}$):

$$K_{м}(2016) = (322\,976\,504 - 170\,698\,124) / 322\,976\,504 = 0,47$$

$$K_{м}(2017) = (350\,569\,286 - 195\,382\,133) / 350\,569\,286 = 0,44$$

$$K_{м}(2018) = (427\,403\,284 - 219\,069\,077) / 427\,403\,284 = 0,48$$

7) Коэффициент обеспеченности собственными средствами:

$$K_{o}(2016) = (322\,976\,504 - 170\,698\,124) / 224\,154\,169 = 0,68$$

$$K_{o}(2017) = (350\,569\,286 - 195\,382\,133) / 230\,016\,795 = 0,67$$

$$K_{o}(2018) = (427\,403\,284 - 219\,069\,077) / 295\,720\,230 = 0,70$$

8) Коэффициент финансовой напряженности показывает долю заемного капитала в общей сумме средств предприятия ($<0,5$).

$$K_{н}(2016) = 71\,875\,789 / 394\,852\,293 = 0,18$$

$$K_{н}(2017) = 74\,829\,642 / 425\,398\,928 = 0,17$$

$$K_{н}(2018) = 87\,386\,023 / 514\,789\,307 = 0,16$$

В 2016, 2017, 2018 году коэффициент самофинансирования значительно превышает норму и составляет 4,49; 4,68; и 4,89 соответственно, что говорит нам о предприятии использует возможности наращивания собственного капитала за счет получаемой прибыли.

Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств претерпел следующие изменения: в 2016 составил 0,44 в 2017 снизился по сравнению с предыдущим годом на 0,01 в 2018 составил 0,41 и снизился еще на 0,02.

Данный коэффициент показывает то, что чем выше показатель, тем меньше текущих финансовых затруднений. Это значит, что с каждым годом предприятие испытывает финансовые затруднения.

Коэффициент маневренности показывает долю собственного капитала предприятия, находящегося в такой форме, которая позволяет свободно им маневрировать, увеличивая закупки сырья, материалов, комплектующих изделий, изменяя номенклатуру поставок, приобретая дополнительное оборудование, осуществляя инвестиции в другие предприятия

В 2016 и 2017 году коэффициент маневренности составлял 0,47 и 0,44, что превышает нижнюю границу $K_m = 0,2 \dots 0,5$, из этого следует, что у предприятия хорошая возможность финансового маневра. В 2018 году коэффициент составил 0,48, и означает то, что у сохранилась возможность финансового маневра.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами характеризует наличие у организации собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами показывает, что в период от 2016-2018 года финансовое состояние предприятия значительно не меняется это говорит нам о том, что у предприятия больше возможностей проведения независимой финансовой политики.

Коэффициент финансовой напряженности. Данный коэффициент характеризует долю заемных средств в общем итоге баланса. Изменения в 2016, 2017, 2018 не значительны, при этом не превышают 0,5 это говорит нам о том, что предприятие обладает низкую зависимость от внешних источников финансирования.

2.2.3 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия

Ликвидность баланса – это степень покрытия обязательств предприятия активами, срок превращения которых в денежные средства соответствует сроку погашения обязательств. От степени ликвидности баланса зависит платежеспособность предприятия.

В зависимости от степени ликвидности, т.е. способности и скорости превращения в денежные средства, активы предприятия подразделяются на следующие группы [19, стр. 67].

Наиболее ликвидные активы(А1) - денежные средства и краткосрочные финансовые вложения.

Денежные средства готовы к платежу и расчетам в любой момент, поэтому имеют абсолютную ликвидность. Ценные бумаги и другие краткосрочные финансовые вложения могут быть реализованы на фондовой бирже или другим субъектам, в связи с чем также относятся к наиболее ликвидным активам.

Быстрореализуемые активы (А2) – дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты и прочие оборотные активы.

Ликвидность средств, вложенных в дебиторскую задолженность, зависит от скорости платежного документооборота в банках, своевременности оформления банковских документов, сроков предоставления коммерческого кредита покупателям, их платежеспособности, форм расчетов.

Медленно реализуемые активы (А3) – материально-производственные запасы, налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям. Расходы будущих периодов в данную группу не входят.

Ликвидность этой группы зависит от спроса на продукцию, её конкурентоспособности и др.

Первые три группы активов могут постоянно меняться в течение производственно-коммерческого периода и относятся к оборотным активам предприятия. Они более ликвидны, чем остальное имущество.

Труднореализуемые активы(А4) – внеоборотные активы и дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты.

Основные средства и другие внеоборотные активы, приобретаемые для организации производственно-коммерческого процесса, отличаются длительным периодом использования и подлежат реализации в случае ликвидации предприятия при конкурсном производстве.

В зависимости от возрастания сроков погашения обязательств пассивы группируются следующим образом.

Наиболее срочные обязательства (П1), погашение которых возможно в сроки до трех месяцев. К ним относятся кредиторская задолженность, задолженность перед участниками (учредителями) по выплате доходов.

Краткосрочные пассивы (П2), погашение которых предполагается в сроки от трех месяцев до года. В их состав входят краткосрочные кредиты и займы, резервы предстоящих расходов и прочие краткосрочные обязательства

Долгосрочные пассивы (П3), погашение которых планируется на срок более одного года. К ним относят долгосрочные кредиты и займы.

Постоянные пассивы(П4) – уставный, добавочный, резервный капиталы, нераспределенная прибыль (убыток), доходы будущих периодов. Для сохранения баланса актива и пассива итог данной группы следует уменьшить на сумму по статье «Расходы будущих периодов».

Баланс считается абсолютно ликвидным, если осуществляется следующее неравенство:

$A1 \geq П1$; наиболее ликвидные активы равны или перекрывают наиболее срочные обязательства;

$A2 \geq П2$; быстрореализуемые активы равны или перекрывают краткосрочные обязательства;

$A3 \geq П3$; медленно реализуемые активы равны или перекрывают долгосрочные активы;

$A4 \leq П4$. постоянные пассивы равны или перекрывают труднореализуемые активы.

Если соблюдены первые три неравенства, то обязательно осуществляется четвертое неравенство, которое обладает следующий экономический смысл – наличие у предприятия собственных оборотных средств, т.е. соблюдение минимального условия финансовой устойчивости [19, стр. 89].

Неосуществление одного из первых трех неравенств, свидетельствует о нарушении ликвидности баланса. При этом недостаток средств по одной группе активов не компенсируется их избытком по другой группе, поскольку в реальной ситуации менее ликвидные активы не могут заменить более ликвидные (т.е. компенсация способно быть лишь по стоимости).

Следует отметить, что в большинстве случаев результат высокой ликвидности противоречит обеспечению более высокой прибыльности.

Анализ ликвидности баланса представлен в таблице 1,2 и 3.

Таблица 2.22 – Сравнение групп активов и пассивов за 2016 год
АО «Самотлорнефтегаз»

Актив	2016 год	Пассив	2016 год	Абсолютное отклонение (+,-)	Степень покрытия, %	
A1	503	П1	47 059 762	-47 059 259	A1/П1	0
A2	218 885 509	П2	2 695 496	216 190 013	A2/П2	81,2
A3	5 268 157	П3	22 120 531	-16 852 374	A3/П3	0,23
A4	170 698 124	П4	322 976 504	-152 278 380	A4/П4	0,52

Таблица 2.23 – Сравнение групп активов и пассивов за 2017 год
АО «Самотлорнефтегаз»

Актив	2017 год	Пассив	2017 год	Абсолютное отклонение (+,-)	Степень покрытия, %	
A1	1 230 525	П1	48 652 921	-47 422 396	A1/П1	0,02
A2	222 218 598	П2	3 428 156	218 790 442	A2/П2	64,82
A3	6 567 672	П3	22 748 565	-16 180 893	A3/П3	0,28
A4	195 382 133	П4	350 569 286	-155 187 153	A4/П4	0,55

Таблица 2.24 – Сравнение групп активов и пассивов за 2018 год

АО «Самотлорнефтегаз»

Актив	2018 год	Пассив	2018 год	Абсолютное отклонение (+,-)	Степень покрытия, %	
A1	3 311	П1	57 409 966	-57 406 655	A1/П1	0
A2	289 829 252	П2	4 419 947	285 409 305	A2/П2	65,57
A3	5 887 667	П3	25 556 110	-19 668 443	A3/П3	0,23
A4	219 069 077	П4	427 403 284	-208 334 207	A4/П4	0,51

В 2016-2018 не осуществляется неравенство $A1 > П1$, но осуществляется условие $A2 > П2$. Мы видим, что недостаток средств по А1 группе активов компенсируется избытком по А2 группе. Это свидетельствует о том, что предприятие в ближайшее время платежеспособно. Третье условие $A3 > П3$ не осуществляется. Это говорит о невозможности прогнозирования платежеспособности. Четвертое условие $A4 \leq П4$ осуществляется, это свидетельствует о наличии собственных оборотных средств у предприятия. У предприятия достаточно краткосрочной дебиторской задолженности для погашения среднесрочных обязательств.

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, коэффициент текущей ликвидности - для инвесторов.

Таблица 2.25 – Относительные показателей ликвидности и платежеспособности АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение(+,-)	
				2017/ 2016	2018/ 2017
1. Коэффициент текущей ликвидности	4,51	4,42	3,38	-0,09	-1,04
2. Коэффициент быстрой (срочной) ликвидности	4,39	4,27	3,31	-0,12	-0,96
3. Коэффициент абсолютной ликвидности	0,000001	0,000007	0,000001	0,006	-0,006

$$K_{\text{тл}} = \frac{\text{Оборотные активы}}{\text{Краткосрочные обязательства}} \quad (16)$$

$$K_{\text{бл}} = \frac{\text{Ден. средства} + \text{Краткосрочн. фин. вложения} + \text{Дебиторская задолженность}}{\text{Краткосрочные обязательства}} \quad (17)$$

$$K_{\text{ал}} = \frac{\text{Ден. средства} + \text{Краткосрочн. фин. вложения}}{\text{Краткосрочные обязательства}} \quad (18)$$

1) Коэффициент текущей ликвидности/покрытия ($K_{\text{тл}}$):

$$K_{\text{тл}}(2016) = 224\,154\,169 / 49\,755\,258 = 4,51$$

$$K_{\text{тл}}(2017) = 230\,016\,795 / 52\,081\,077 = 4,42$$

$$K_{\text{тл}}(2018) = 295\,720\,230 / 87\,386\,023 = 3,38$$

2) Коэффициент быстрой ликвидности ($K_{\text{бл}}$)

$$K_{\text{бл}}(2016) = (503 + 218\,864\,975) / 49\,755\,258 = 4,39$$

$$K_{\text{бл}}(2017) = (3\,641 + 222\,204\,347) / 52\,081\,077 = 4,27$$

$$K_{\text{бл}}(2018) = (3\,311 + 289\,748\,663) / 87\,386\,023 = 3,31$$

3) Коэффициент абсолютной ликвидности ($K_{\text{ал}}$)

$$K_{\text{ал}}(2016) = 503 / 49\,755\,258 = 0,000001$$

$$K_{\text{ал}}(2017) = 3\,641 / 52\,081\,077 = 0,000007$$

$$K_{\text{ал}}(2018) = 3\,311 / 87\,386\,023 = 0,000001$$

Коэффициент текущей ликвидности за анализируемый период находится выше нормативного значения 2 это говорит о том, что предприятие в полной мере обеспечено собственными средствами для ведения хозяйственной деятельности и своевременного погашения срочных обязательств.

В 2016 году коэффициент быстрой ликвидности составлял 4,39, в 2017 году 4,27, в 2018 году 3,31, больше единицы, следовательно, у АО «Самотлорнефтегаз» хорошее финансовое положение.

Показатель абсолютной ликвидности предприятия обладает особенно важное значение для поставщиков материальных ресурсов и банка, кредитующих данное предприятие.

С 2016-2018 год коэффициент абсолютной ликвидности составляет 0,000001 и 0,000007. Значение коэффициента абсолютной ликвидности оказалось ниже допустимого (0,15 – 0,2), что говорит о том, что предприятие не в полной мере обеспечено средствами для своевременного погашения наиболее срочных обязательств за счет наиболее ликвидных активов.

В следующей таблице рассчитаны показатели, рекомендованные в методике Федерального управления по делам о несостоятельности(банкротстве) (Распоряжение N 31-р от 12.08.1994; к настоящему моменту распоряжение утратило силу, расчеты приведены в справочных целях).

Анализ структуры баланса выполнен за период с начала 2018 года по 31.12.2018 г.

Таблица 2.26 – Расчет утраты/восстановления платежеспособности

Показатель	Значение показателя		Изменение (гр.3-гр.2)	Нормативное значение	Соответствие фактического значения нормативному на конец периода
	на начало периода (31.12.2017)	на конец периода (31.12.2018)			
1	2	3	4	5	6
1. Коэффициент текущей ликвидности	4,51	4,78	+0,22	не менее 2	соответствует
2. Коэффициент обеспеченности собственными средствами	0,67	0,7	+0,03	не менее 0,1	соответствует

Показатель	Значение показателя		Изменение (гр.3-гр.2)	Нормативное значение	Соответствие фактического значения нормативному на конец периода
	на начало периода (31.12.2017)	на конец периода (31.12.2018)			
3. Коэффициент утраты платежеспособности	х	2,63	х	не менее 1	соответствует

Поскольку оба коэффициента по состоянию на 31.12.2018 оказались в пределах допустимых норм, в качестве третьего показателя рассчитан коэффициент утраты платежеспособности. Данный коэффициент служит для оценки перспективы утраты предприятием нормальной структуры баланса (платежеспособности) в течение трех месяцев при сохранении имевшей место в анализируемом периоде динамики первых двух коэффициентов. Значение коэффициента утраты платежеспособности (2,63) указывает на низкую вероятность значительного ухудшения показателей платежеспособности АО "Самотлорнефтегаз" в ближайшие три месяца.

В целом динамика финансовых показателей платежеспособности выявила небольшую финансовую зависимость данного предприятия от внешних источников финансирования.

То есть, при отсутствии просроченной задолженности и неуклонном росте в течение хозяйственного года чистого денежного потока можно предположить слабую возможность для успешного самофинансирования и своевременного осуществления текущих платежей.

2.2.4 Оценка деловой активности предприятия

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

Относительные показатели деловой активности характеризуют уровень эффективности использования ресурсов (материальных, трудовых и финансовых). Используемая система показателей деловой активности базируется на данных бухгалтерской(финансовой) отчетности предприятий. Это обстоятельство позволяет по данным расчета показателей контролировать изменения в финансовом состоянии предприятия [2, стр. 34].

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 статей баланса.

Общая формула оборачиваемости:

$$КО = \frac{\text{Выручка от реализации}}{V (\text{ср.})} \quad (19)$$

где КО – коэффициент оборачиваемости

V – средний показатель, по отношению к которому рассчитывается оборачиваемость.

Период оборачиваемости:

$$ПО = \frac{365}{\text{Коэффициент оборачиваемости}} \quad (20)$$

Рассмотрим расчет наиболее распространенных коэффициентов оборачиваемости и периода оборачиваемости активов:

1. Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала (КО_{общ})

$$KO_{\text{общ}} = \frac{\text{Выручка}}{\text{Величина активов (ср.)}} \quad (21)$$

$$KO_{\text{общ}}(2016) = 326\,171\,119 / 372\,933\,252 = 0,87$$

$$ПО_{\text{общ}}(2016) = 365 / 0,87 = 419,5$$

$$KO_{\text{общ}}(2017) = 361\,443\,881 / 410\,125\,610 = 0,88$$

$$ПО_{\text{общ}}(2017) = 365 / 0,88 = 414,7$$

$$KO_{\text{общ}}(2018) = 464\,922\,778 / 470\,094\,118 = 0,98$$

$$ПО_{\text{общ}}(2018) = 365 / 0,98 = 372,4$$

2. Коэффициент оборачиваемости текущих активов (КО_а):

$$KO_a = \frac{\text{Выручка}}{\text{Оборотные активы (ср.)}} \quad (22)$$

$$KO_a(2016) = 326\,171\,119 / 191\,509\,144 = 1,7$$

$$ПО_a(2016) = 365 / 1,7 = 214,7$$

$$KO_a(2017) = 361\,443\,881 / 227\,085\,482 = 1,6$$

$$ПО_a(2017) = 365 / 1,6 = 228,1$$

$$KO_a(2018) = 464\,922\,778 / 262\,868\,512 = 1,8$$

$$ПО_a(2018) = 365 / 1,8 = 202,7$$

3. Коэффициент оборачиваемости собственного капитала (КО_{ск}):

$$KO_{\text{ск}} = \frac{\text{Выручка}}{\text{Собственный капитал (ср.)}} \quad (23)$$

$$KO_{\text{ск}}(2016) = 326\,171\,119 / 304\,109\,090 = 1,1$$

$$ПО_{\text{ск}}(2016) = 365 / 1,1 = 331,8$$

$$KO_{\text{ск}}(2017) = 361\,443\,881 / 336\,772\,895 = 1,1$$

$$ПО_{\text{ск}}(2017) = 365 / 1,1 = 331,8$$

$$KO_{\text{ск}}(2018) = 464\,922\,778 / 388\,986\,285 = 1,2$$

$$ПО_{\text{ск}}(2018) = 365 / 1,2 = 304,2$$

4. Коэффициент оборачиваемости материальных запасов (КО_{мз}):

$$KO_{\text{мз}} = \frac{\text{Выручка}}{\text{Запасы (ср.)}} \quad (24)$$

$$KO_{\text{мз}}(2016) = 326\,171\,119 / 4\,475\,225 = 72,8$$

$$ПО_{\text{мз}}(2016) = 365 / 72,8 = 5,01$$

$$KO_{\text{мз}}(2017) = 361\,443\,881 / 5\,267\,664 = 68,6$$

$$ПО_{МЗ}(2017) = 365 / 68,6 = 5,32$$

$$КО_{МЗ}(2018) = 464\,922\,778 / 5\,760\,045 = 80,7$$

$$ПО_{МЗ}(2018) = 365 / 80,7 = 4,52$$

5. Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности (КО_{дз}):

$$КО_{дз} = \frac{\text{Выручка}}{\text{Дебиторская задолженность (ср.)}} \quad (25)$$

$$КО_{дз}(2016) = 326\,171\,119 / 185\,404\,418 = 1,7$$

$$ПО_{дз}(2016) = 365 / 1,7 = 214,7$$

$$КО_{дз}(2017) = 361\,443\,881 / 220\,534\,661 = 1,6$$

$$ПО_{дз}(2017) = 365 / 1,6 = 228,12$$

$$КО_{дз}(2018) = 464\,922\,778 / 255\,976\,505 = 1,8$$

$$ПО_{дз}(2018) = 365 / 1,8 = 202,78$$

6. Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности (КО_{кз}):

$$КО_{кз} = \frac{\text{Выручка}}{\text{Кредиторская задолженность (ср.)}} \quad (26)$$

$$КО_{кз}(2016) = 326\,171\,119 / 43\,797\,633 = 7,4$$

$$ПО_{кз}(2016) = 365 / 7,4 = 49,3$$

$$КО_{кз}(2017) = 361\,443\,881 / 47\,856\,342 = 7,6$$

$$ПО_{кз}(2017) = 365 / 7,6 = 48$$

$$КО_{кз}(2018) = 464\,922\,778 / 53\,031\,444 = 8,7$$

$$ПО_{кз}(2018) = 365 / 8,7 = 41,9$$

7. Коэффициент оборачиваемости денежных средств (КО_{дс}):

$$КО_{дс} = \frac{\text{Выручка}}{\text{Денежные средства (ср.)}} \quad (27)$$

$$КО_{дс}(2016) = 326\,171\,119 / 1\,449 = 225\,100$$

$$ПО_{дс}(2016) = 365 / 225\,100 = 0,0016$$

$$КО_{дс}(2017) = 361\,443\,881 / 2\,072 = 174\,442$$

$$ПО_{дс}(2017) = 365 / 174\,442 = 0,0021$$

$$КО_{дс}(2018) = 464\,922\,778 / 3\,476 = 133\,752$$

$$ПО_{дс}(2018) = 365 / 133\,752 = 0,0027$$

8. Коэффициент фондоотдачи

$$K_{\Phi} = \frac{\text{Выручка}}{\text{Основные средства (ср.)}} \quad (28)$$

$$K_{\Phi}(2016) = 326\,171\,119 / 128\,092\,410 = 2,54$$

$$K_{\Phi}(2017) = 361\,443\,881 / 138\,113\,222 = 2,61$$

$$K_{\Phi}(2018) = 464\,922\,778 / 156\,356\,388 = 2,97$$

Таблица 2.27 – Оценка деловой активности АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение(+,-)	
				2017/ 2016	2018/ 2016
1. Оборачиваемость совокупного капитала	0,87	0,88	0,98	0,01	0,1
2. Оборачиваемость текущих активов (оборачиваемость оборотных активов)	1,7	1,6	1,8	-0,1	0,2
3. Оборачиваемость собственного капитала	1,1	1,1	1,2	0	0,1
4. Оборачиваемость материальных запасов (запасов и затрат)	72,8	68,6	80,7	-4,2	12,1
5. Оборачиваемость дебиторской задолженности	1,7	1,6	1,8	-0,1	0,2
6. Оборачиваемость кредиторской задолженности	7,4	7,6	8,7	0,2	1,1
7. Оборачиваемость денежных средств	225 100	174 442	133 752	-50 658	-40 690
8. Коэффициент фондоотдачи	2,54	2,61	2,97	0,07	0,36

Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала показывает, что в период с 2016-2018 год количество оборотов за период увеличивается с 0,87-0,98. Это положительный фактор, так как данный коэффициент характеризует скорость и эффективность управления активами предприятия. Так же увеличился коэффициент оборачиваемости оборотных активов с 1,7-1,8.

Произошло изменение собственного капитала с 1,1 до 1,2, это говорит о росте реализации продукции.

Следует отметить, что оборачиваемость дебиторской задолженности ниже оборачиваемости кредиторской, что считается неблагоприятным фактором в деятельности предприятия.

Мы видим увеличение фондоотдачи с 2,4 до 2,97, это свидетельствует об эффективности использования основных фондов

2.2.5 Оценка рентабельности предприятия

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

Рентабельность – общий показатель экономической эффективности деятельности предприятия или использования капитала/ресурсов(материальных, финансовых и т.д.). Данный показатель необходим для анализа хозяйственной деятельности и для сравнения с другими предприятиями.

Прибыль, выручка и объем продаж являются абсолютными показателями или экономическим эффектом и сравнивать эти данные нескольких предприятий некорректно, потому что подобное сравнение не покажет истинное положение дел [1, стр. 55].

В общем виде рентабельность показывает сколько рублей прибыли принесет один рубль, вложенный в активы или ресурсы. Для рентабельности продаж формула читается следующим образом: сколько копеек прибыли содержится в одном рубле выручки. Измеренный в процентах, данный показатель отражает эффективность деятельности.

В мировой практике для оценки финансового состояния предприятия предлагается использование системы показателей рентабельности, каждый из которых несет определенную смысловую нагрузку для пользователя.

Показатели рентабельности характеризуют работу предприятия в целом и доходность различных направлений деятельности. И поскольку показатели

рентабельности относительные показатели, то они практически не подвержены влиянию инфляции.

Общая формула рентабельности:

$$R = \frac{\text{ЧП}}{V} * 100\% \quad (29)$$

где R – рентабельность

ЧП – чистая прибыль предприятия

V – средний показатель, по отношению к которому рассчитывается рентабельность.

Рассчитаем коэффициенты рентабельности:

1. Рентабельность собственного капитала:

$$R_{СК} = \frac{\text{ЧП}}{\text{Собственный капитал (ср.)}} * 100\% \quad (30)$$

$$R(2016) = (37\,734\,829 / 304\,109\,090) * 100\% = 12,4$$

$$R(2017) = (27\,705\,904 / 336\,772\,895) * 100\% = 8,2$$

$$R(2018) = (76\,866\,775 / 388\,986\,285) * 100\% = 19,7$$

2. Рентабельность внеоборотных активов:

$$R_{воа} = \frac{\text{ЧП}}{\text{Внеоборотные активы (ср.)}} * 100\% \quad (31)$$

$$R(2016) = (37\,734\,829 / 181\,424\,108) * 100\% = 20,8$$

$$R(2017) = (27\,705\,904 / 183\,040\,128) * 100\% = 15,1$$

$$R(2018) = (76\,866\,775 / 207\,225\,605) * 100\% = 37,1$$

3. Рентабельность оборотных активов:

$$R_{оа} = \frac{\text{ЧП}}{\text{Оборотные активы (ср.)}} * 100\% \quad (32)$$

$$R(2016) = (37\,734\,829 / 191\,509\,144) * 100\% = 19,7$$

$$R(2017) = (27\,705\,904 / 227\,085\,482) * 100\% = 12,2$$

$$R(2018) = (76\,866\,775 / 262\,868\,512) * 100\% = 29,2$$

4. Рентабельность активов:

$$R_A = \frac{\text{ЧП}}{\text{Величина активов (ср.)}} * 100\% \quad (33)$$

$$R(2016) = (37\,734\,829 / 372\,933\,252) * 100\% = 10,1$$

$$R(2017) = (27\,705\,904 / 410\,125\,611) * 100\% = 6,7$$

$$R(2018) = (76\,866\,775 / 470\,094\,118) * 100\% = 16,3$$

5. Рентабельность основной деятельности

$$R_{\text{Од}} = \frac{\text{Прибыль от продаж}}{\text{Издержки}} * 100\% \quad (34)$$

$$R(2016) = (43\,187\,866 / 282\,983\,253) * 100\% = 15,2$$

$$R(2017) = (33\,256\,674 / 328\,187\,207) * 100\% = 10,1$$

$$R(2018) = (88\,984\,275 / 375\,938\,503) * 100\% = 23,6$$

6. Рентабельность продаж (по чистой прибыли):

$$R_{\text{чп}} = \frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Выручка}} * 100\% \quad (35)$$

$$R(2016) = (37\,734\,829 / 326\,171\,119) * 100\% = 11,5$$

$$R(2017) = (27\,705\,904 / 361\,443\,881) * 100\% = 7,6$$

$$R(2018) = (76\,866\,775 / 464\,922\,778) * 100\% = 16,5$$

7. Рентабельность продаж (по прибыли от продаж):

$$R_{\text{п}} = \frac{\text{Прибыль от продаж}}{\text{Выручка}} * 100\% \quad (36)$$

$$R(2016) = (43\,187\,866 / 326\,171\,119) * 100\% = 13,2$$

$$R(2017) = (33\,256\,674 / 361\,443\,881) * 100\% = 9,2$$

$$R(2018) = (88\,984\,275 / 464\,922\,778) * 100\% = 19,1$$

Таблица 2.28 – Оценка рентабельности АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение(+,-)	
				2017/ 2016	2018/ 2016
1. Рентабельность собственного капитала	12,4	8,2	19,7	-4,2	11,5
2. Рентабельность внеоборотных активов	20,8	15,1	37,1	-5,7	22
3. Рентабельность оборотных активов	19,7	12,2	29,2	-7,5	17

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Изменение(+,-)	
				2017/ 2016	2018/ 2016
4. Рентабельность активов	10,1	6,7	16,3	-3,4	9,6
5. Рентабельность основной деятельности(производства)	15,2	10,1	23,6	-5,1	13,5
6. Рентабельность продаж (по чистой прибыли)	11,5	7,6	16,5	-3,9	8,9
7. Рентабельность продаж (по прибыли от продаж)	13,2	9,2	19,1	-4	9,9

В 2016-2017 произошло снижение рентабельности собственного капитала. Это говорит о том, что новые инвестиции в предприятие обеспечивают меньшую прибыль на собственный капитал, чем предыдущие инвестиции. В период 2017-2018 года рентабельность возросла на 11,5.

В 2016-2017 года рентабельность внеоборотных активов снизилась, однако в 2018 году она возросла на 22, что свидетельствует о повышении эффективности их использования.

В 2017 году рентабельность оборотных активов составила 12,2, а в 2018 году 29,2. Увеличение данного показателя означает что предприятие эффективно.

С 2016-2017 года рентабельность актива уменьшилась на 3,4, однако в 2018 году показатель увеличился и составил 16,3. Увеличение уровня рентабельности активов способно свидетельствовать об увеличении уровня спроса на продукцию предприятия.

В период с 2017-2018 года рентабельность производства возросла с 10,1 до 23,6. Увеличение этого показателя свидетельствует о росте эффективности хозяйственной деятельности предприятия.

Рентабельность продаж в период с 2016-2018 год обладает динамикой к росту. Это свидетельствует о повышении конкурентоспособности продукции на рынке.

2.3 Анализ затратности функционирования

Рассмотрим динамику изменений в затратах компании АО «Самотлорнефтегаз».

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

- Приобретение материальных запасов;
- Расходы на оплату труда;
- Обязательные платежи;
- Амортизация;
- Прочие расходы.

Таблица 2.29 – Динамика изменений в затратах по обычным видам деятельности АО «Самотлорнефтегаз» за 2016-2018 гг.

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Абсолютное отклонение (+, -)	
				2017/ 2016	2018/ 2016
Материальные затраты	54 880 052	47 888 413	61 010 674	- 6 991 639	13 122 261
Расходы на оплату труда	75 798 529	74 078 441	94 199 321	-1 720 088	20 120 880
Отчисления на социальные нужды	22 206 296	20 891 297	24 944 112	-1 314 999	4 052 815
Амортизация	34 444 023	30 281 313	36 278 626	-4 162 710	5 997 313
Прочие затраты	95 654 353	155 047 743	159 505 769	59 393 390	4 458 026
Итого затрат	282 983 253	328 187 207	375 938 503	45 203 954	47 751 286

Таблица 2.30 - Структура изменений в затратах по обычным видам деятельности АО «Самотлорнефтегаз» за 2016-2018 гг.

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Удельный вес			Изменение (+,-)
				2016	2017	2018	

				год	год	год	2017 / 2016	2018/ 2017
Материальные затраты	54 880 052	47 888 413	61 010 674	19,4	14,5	16,2	-4,9	1,7
Расходы на оплату труда	75 798 529	74 078 441	94 199 321	26,9	22,5	25	-4,4	2,5
Отчисления на социальные нужды	22 206 296	20 891 297	24 944 112	7,8	6,3	6,6	-1,5	0,3
Амортизация	34 444 023	30 281 313	36 278 626	12,1	9,3	9,8	-2,8	0,5
Прочие затраты	95 654 353	155 047 743	159 505 769	33,8	47,4	42,4	13,6	-5
Итого затрат	282 983 253	328 187 207	375 938 503	100	100	100	-	-



Рисунок 2.5 – Динамика в структуре изменения затрат АО «Самотлорнефтегаз»

Исходя из данного анализа следует отметить значительный рост материальных затрат начиная с 2017 по 2018 года на 27,4 %. Также очень стремительно выросли прочие затраты в 2017 году на 62,09 % и к 2018 году на 2,87%. И сильно изменился показатель расходов на оплату труда с 2017 по 2018 вырос на 27,16

Таким образом, можно прийти к выводу, что ежегодная добыча нефти и газа со временем, естественно, будет уменьшаться, а требования, предъявляемые к уровню как фундаментальных, так и специфических знаний инженеров, повышаться. Это, в частности, определятся тем, что остаточные запасы надо будет извлекать более совершенными способами, например, физическими, химическими и т.д.

С ростом извлеченных запасов все больше усложняется их извлечение, необходимо более тщательно подходить к процессу разработки имеющихся месторождений, использовать пусть не самые прибыльные способы эксплуатации, но зато самые эффективные, позволяющие извлечь все запасы нефти доступные нам. Также большую роль играет утилизация исторического наследия.

Основными источниками резервов снижения себестоимости являются:

- увеличение объема производства продукции за счет более полного использования производственной мощности предприятия;
- сокращение затрат на производство продукции за счет повышения уровня производительности труда, экономного использования сырья, материалов, электроэнергии, топлива, оборудования, сокращение непроизводительных расходов.

Резервы сокращения затрат устанавливаются по каждой статье расходов за счет конкретных инновационных мероприятий, которые будут способствовать экономии заработной платы, сырья, материалов, энергии.

Затраты на рубль продаж – важный обобщающий показатель, характеризующий уровень себестоимости продукции в целом по предприятию.

Таблица 2.31 - Анализ динамики затрат на 1 рубль продаж.

Показатели	2016	2017	2018	Темп роста, 2017/2016	Темп роста, 2018/2017
1.Выручка от продаж, тыс.руб.	326 171 119	361 443 881	464 922 778	111%	129%
2.Себестоимость продукции (работ, услуг), тыс. руб.	282 983 253	328 187 207	375 938 503	116%	115%

Показатели	2016	2017	2018	Темп роста, 2017/2016	Темп роста, 2018/2017
3. Коммерческие расходы, тыс.руб.	215 807	25 533 710	25 533 710	11832%	100%
4. Управленческие расходы, тыс.руб.	2 207 922	2 868 024	2 868 024	130%	100%
5. Итого полная себестоимость, тыс.руб.	285 406 982	356 588 941	404 340 237	125%	113%
6. Затраты на 1 рубль продаж, руб.	0,9	1,0	0,9	113%	88%

Данный показатель исчисляется путем деления общей суммы затрат на производство и реализацию продукции (Z_0) на сумму выручки от продаж (ВП).

$$Z_n = \frac{Z_0}{ВП} \quad (37)$$

Данный показатель не поднялся выше единицы, что свидетельствует об экономии средств. При этом, он снизился по сравнению с предыдущими годами на 0,1, что говорит о повышении рентабельности продукции. Темпы роста себестоимости ниже темпов роста выручки, что считается позитивным фактором.

Анализ финансово - хозяйственной деятельности показал:

1) За 2018 год прибыль компании возросла в сравнении с 2017 годом, так же при. Это говорит о повышении себестоимости. А темп роста объема продаж, превышает темп изменения активов, это говорит об эффективном использовании ресурсов и увеличении экономического потенциала бизнеса.

2) Проанализировав динамику и структуру активов предприятия видно, что внеоборотные активы выросли, а это означает, что предприятие приобрело имущество.

3) Резкое увеличение оборотных активов в 2018 году, по сравнению с 2016 годом, говорит о увеличении запасов и сырья предприятия.

4) Значительно возросла сумма финансовых вложений в 2017г.(в сравнение с 2016 годом), это свидетельствует о расширении инвестиционной деятельности предприятия. В 2018 году этот показатель остался на прежнем уровне

5) В 2016 - 2018 году АО «Самотлорнефтегаз» обладает абсолютную финансовую устойчивость. Запасы финансируются за счет собственного

оборотного капитала. Это значит, что у АО «Самотлорнефтегаз» высокий уровень платежеспособности. Предприятие не зависит от внешних кредиторов.

6) В 2016, 2017, 2018 году коэффициент самофинансирования значительно превышает норму и составляет 4,49; 4,68; и 4,89 соответственно, что говорит нам о предприятии использует возможности наращивания собственного капитала за счет получаемой прибыли.

7) В 2016 и 2017 году коэффициент маневренности составлял 0,47 и 0,44, что превышает нижнюю границу $K_m = 0,2 \dots 0,5$, из этого следует, что у предприятия хорошая возможность финансового маневра. В 2018 году коэффициент составил 0,48, и означает то, что у предприятия сохранилась возможность финансового маневра.

8) В 2016-2018 не осуществляется неравенство $A1 > П1$, но осуществляется условие $A2 > П2$. Мы видим, что недостаток средств по $A1$ группе активов компенсируется избытком по $A2$ группе. Это свидетельствует о том, что предприятие в ближайшее время платежеспособно.

Третье условие $A3 > П3$ не осуществляется. Это говорит о невозможности прогнозирования платежеспособности.

Четвертое условие $A4 \leq П4$ осуществляется, это свидетельствует о наличии собственных оборотных средств у предприятия. У предприятия достаточно краткосрочной дебиторской задолженности для погашения среднесрочных обязательств.

9) В 2016 году коэффициент быстрой ликвидности составлял 4,65, в 2017 году 4,62, в 2018 году 5,15, больше единицы, следовательно, у АО «Самотлорнефтегаз» хорошее финансовое положение.

10) С 2016-2018 год коэффициент абсолютной ликвидности составляет 01 и 0,03. Значение коэффициента абсолютной ликвидности оказалось ниже допустимого (0,15 – 0,2), что говорит о том, что предприятие не в полной мере обеспечено средствами для своевременного погашения наиболее срочных обязательств за счет наиболее ликвидных активов.

11) Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала показывает, что в период с 2016-2018 год количество оборотов за период увеличивается с 0,87-0,98. Это положительный фактор, так как данный коэффициент характеризует скорость и эффективность управления активами предприятия. Так же увеличился коэффициент оборачиваемости оборотных активов с 1,7-1,8.

Произошло изменение собственного капитала с 1,1 до 1,2, это говорит о росте реализации продукции.

Следует отметить, что оборачиваемость дебиторской задолженности ниже оборачиваемости кредиторской, что считается неблагоприятным фактором в деятельности предприятия.

Мы видим увеличение фондоотдачи с 2,4 до 2,97, это свидетельствует об эффективности использования основных фондов

12) В 2016-2017 произошло снижение рентабельности собственного капитала. Это говорит о том, что новые инвестиции в предприятие обеспечивают меньшую прибыль на собственный капитал, чем предыдущие инвестиции. В период 2017-2018 года рентабельность возросла на 11,5.

В 2016-2017 года рентабельность внеоборотных активов снизилась, однако в 2018 году она возросла на 22, что свидетельствует о повышении эффективности их использования.

В 2017 году рентабельность оборотных активов составила 12,2, а в 2018 году 29,2. Увеличение данного показателя означает что предприятие эффективно.

В период с 2017-2018 года рентабельность производства возросла с 10,1 до 23,6. Увеличение этого показателя свидетельствует о росте эффективности хозяйственной деятельности предприятия.

Рентабельность продаж в период с 2016-2018 год обладает динамику к росту. Это свидетельствует о повышении конкурентоспособности продукции на рынке.

13) Исходя из данного анализа следует отметить значительный рост материальных затрат начиная с 2017 по 2018 года на 27,4 %. Также очень стремительно выросли прочие затраты в 2017 году на 62,09 % и к 2018 году на

2,87%. И сильно изменился показатель расходов на оплату труда с 2017 по 2018 вырос на 27,16

3 СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КУМУЛЯТИВНОЙ ПЕРФОРАЦИИ И НАПРАВЛЕННОГО ТОРПЕДИРОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ».

3.1 Сущность проекта увеличение эффективности нефтеотдачи пластов при помощи метода кумулятивной перфорации “ПК-105-7”

В современном мире каждое нефтегазовое предприятие стремится к повышению эффективности производства, как залого устойчивого положения на рынке. Опираясь в своих действиях на современные информационные технологии, многие предприятия внедряют новые технологии в надежде

обеспечить успех, повысить свою конкурентоспособность, увеличить объем добычи нефтяного сырья. Для достижения цели увеличения эффективности производства и повышения нефтеотдачи пласта, можно воспользоваться технологией метода кумулятивной перфорации.

В настоящее время существуют различные способы перфорации: пулевая, кумулятивная, гидropескоструйная, сверлящая, щелевая и др. Основная масса работ по вскрытию продуктивного пласта осуществляется прострелочно-взрывным способом с применением кумулятивных перфораторов. Обеспечивая достаточно большую длину перфорационных каналов, простреливание влечет за собой усиление негативного воздействия на обсадную колонну и прочность цементного камня. Кроме того, кумулятивные перфораторы пробивают эксплуатационную колонну точно, поэтому вскрываются не все флюидопроводящие каналы продуктивного пласта. Гидropескоструйная перфорация характеризуется более щадящим воздействием на обсадную колонну и цементное кольцо, но при этом обеспечивается недостаточная глубина перфорационных каналов, и, как следствие, малая площадь фильтрации. Предлагаемый способ перфорации обсадной колонны должен обеспечивать создание перфорационных каналов, позволяющих без осложнений длительное время и с полной отдачей эксплуатировать продуктивный пласт.

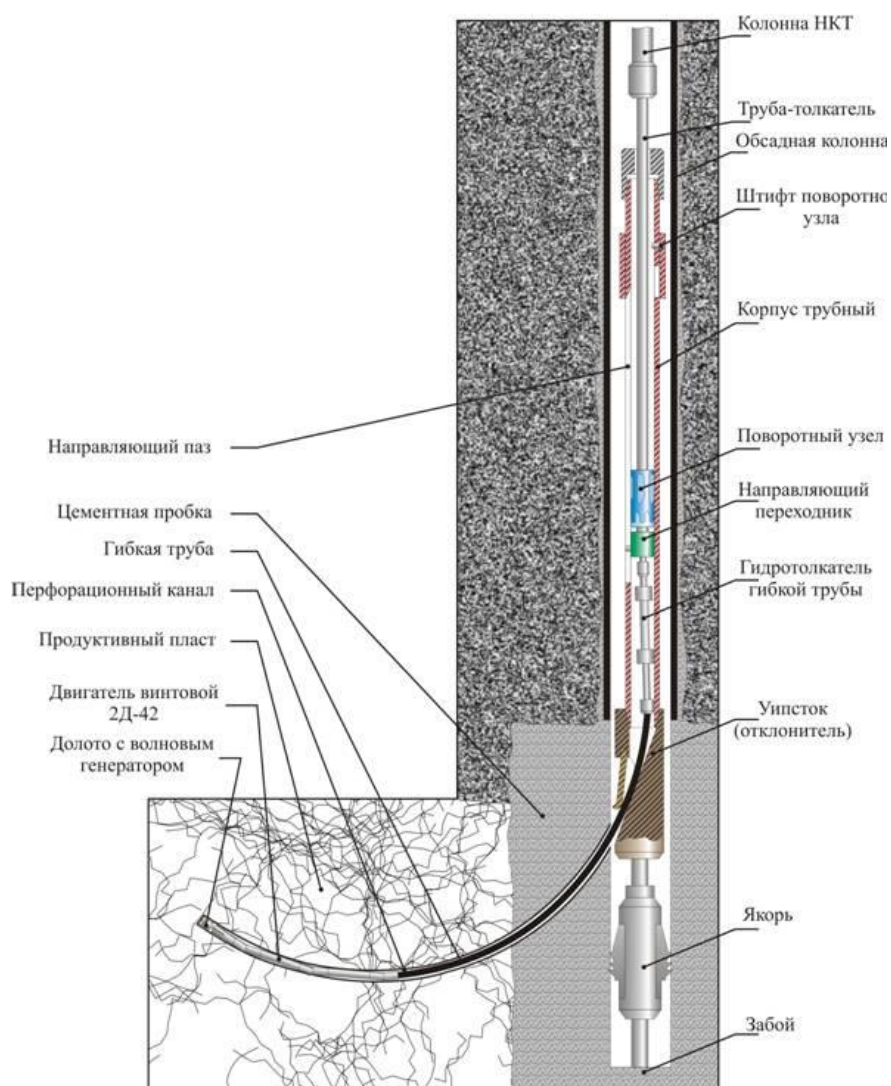


Рисунок 3.1 – Конструктивная схема перфобура ПБ-50-10-140

Перфобуры выполнены в одно-, двух- или многосекционном вариантах. Они (рисунок 3.1) состоят из следующих основных узлов: труба-толкатель диаметром 50 мм, соединенная сверху с переливным клапаном, а внизу – с размещенными в трубном корпусе поворотным узлом и направляющим переходником, связанным посредством гидротолкателя и гибкой трубы с криволинейным специальным двухсекционным винтовым двигателем Д-42 (либо Д-43) и долотом типа PDC. Снизу к трубному корпусу подсоединены уипсток (отклонитель) и якорь, работающий с опорой на забой (или тяжелый низ).

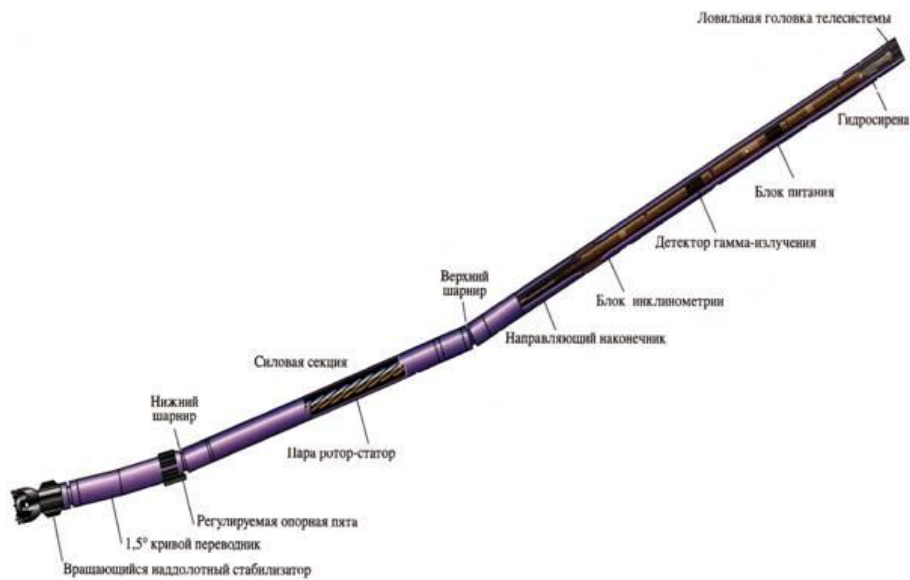


Рисунок 3.2 - Инклинометрический регистратор положения КНБК

Известные способы перфорации обеспечивают глубину каналов: 90-120 мм при сверлящей; 400-600 мм при кумулятивной и гидropескоструйной перфорациях, а предлагаемым перфобуром – от 5000 до 40000 мм.

В компоновку перфобура включен инклинометрический регистратор положения КНБК (рисунок 3.2), автономного принципа действия.

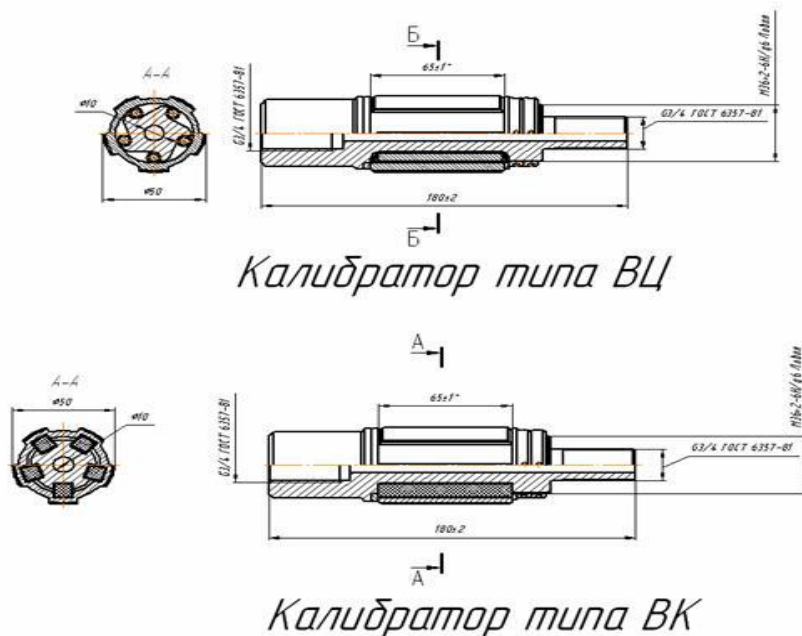
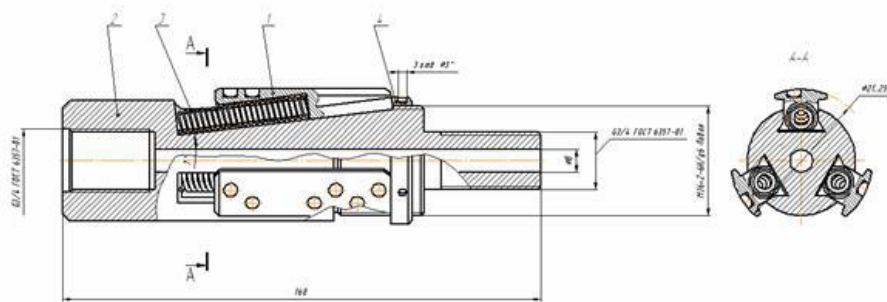


Рисунок 3.3 – Калибратор типа ВЦ и ВК



Калибратор типа ЦП

Рисунок 3.4 – Калибратор типа ЦП

Для перфорационной КНБК на основе имеющихся разработок кафедры НГПО УГНТУ подобраны калибраторы (рисунок 3.3) с элементами виброизоляции, в том числе калибратор с изменяемой величиной наружного диаметра (рисунок 3.4); а также другие элементы КНБК(плавающие центраторы, демпферы и регуляторы азимута).

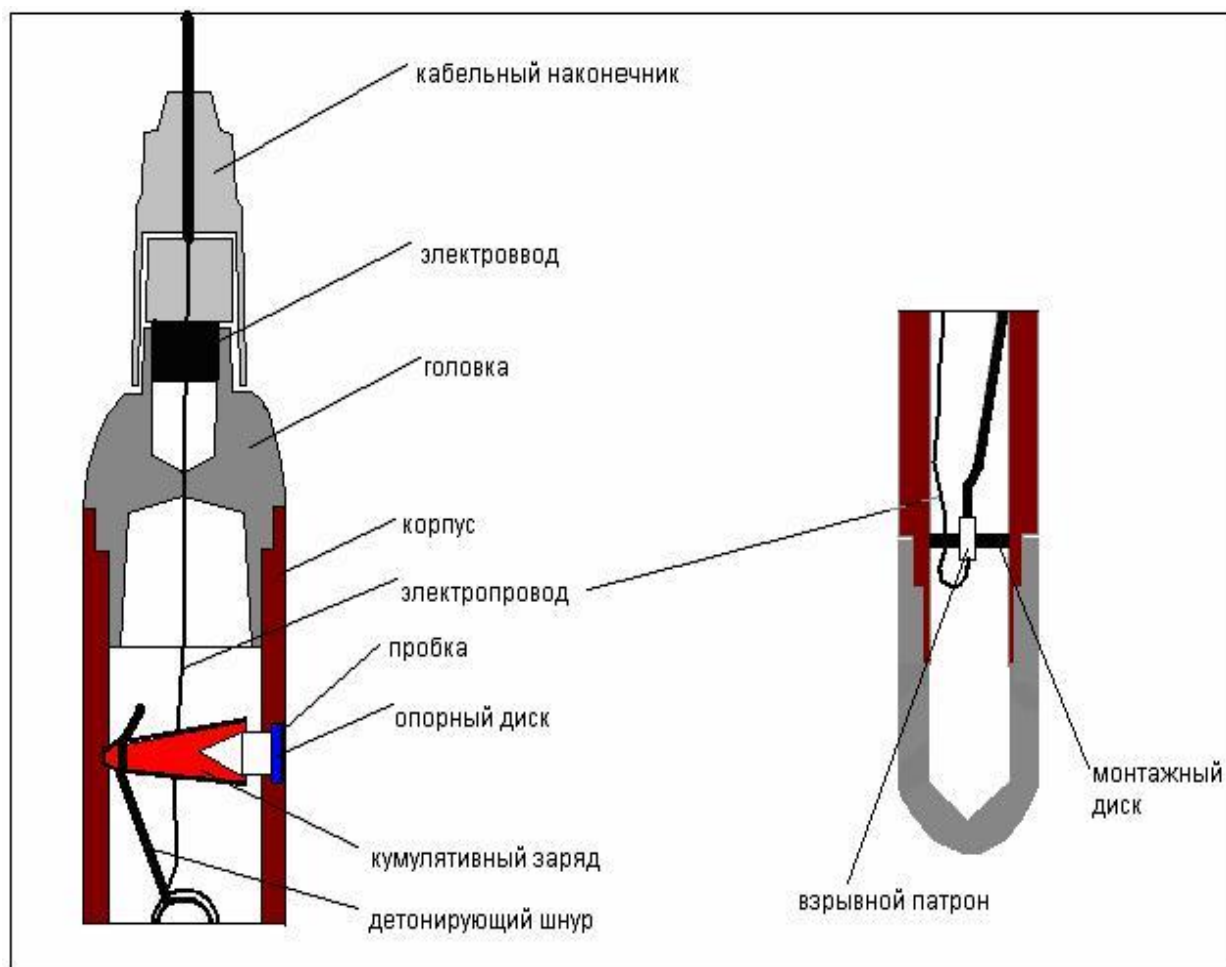


Рисунок 3.5 – Корпусный перфоратор ПК-105-7

Корпусный перфоратор ПК-105-7(рисунок 3.5) обладает прочный толстостенный корпус из высоколегированной стали, не разрушаемый и малодеформируемый при взрыве кумулятивных зарядов. Для прохода кумулятивных струй стенки корпуса перфоратора снабжены расположенными по спирали ступенчатыми окнами, которые за герметизированы дюралюминиевыми дисками и резиновыми пробками. Резьбы на концах корпуса, предназначенные для свинчивания с наконечником и головкой, позволяют напрямую соединять между собой два или три корпуса и, следовательно, спускать за один рейс в скважину удвоенное или утроенное число зарядов. В расточке нижней части корпуса установлен и с помощью пружинного кольца зафиксирован пластмассовый диск (крестовина) с взрывным патроном ПВПД, один из проводников которого прикручен к пружинному кольцу

Поставщиком для покупки оборудования считается ООО «Перфобур»

Основное назначение системы «Перфобур» - глубокая перфорация продуктивного интервала при окончании строительства скважин или их капитальном ремонте. Позволяет кратно увеличить коэффициент нефтеотдачи. Существенно увеличивает радиус дренирования добывающих скважин, помогая оптимизировать режим эксплуатации месторождения без уплотнения сетки скважин

- Применима в карбонатных и терригенных коллекторах
- Преодолевает низкопроницаемую призабойную зону
- Работает в пластах небольшой мощности (от 5 метров)
- Способно применяться в пластах с близким расположением водоносных горизонтов
- Обладает управляемую траекторию
- На одной отметке можно пробурить до 4 радиальных каналов по разной траектории
- Предоставляет возможность повторного входа в пробуренный канал

- Возможно комбинирование ГТМ: дополнительное проведение кислотной обработки и направленного гидроразрыва из радиального канала.

- Весь комплекс работ занимает не более 3 дней

- Использует существующую инфраструктуру заказчика (подъемники КРС, техника)

- Состоит исключительно из узлов отечественного изготовления

- Обладает конкурентную стоимость.

Это изобретение относится к нефтяной промышленности и его можно использовать для повышения нефтеотдачи скважины, обеспечивающего удвоение добычи нефти и газа на предприятии за короткий период времени с минимальными затратами в основном за счет использования кумулятивной перфорации.

Известны различные способы повышения нефтеотдачи скважин за счет выполнения в них различных геолого-технических мероприятий по воздействию на продуктивный пласт.

Недостатком известных способов считается то, что они не обеспечивают достаточного повышения нефтеотдачи. В лучшем случае нефтеотдачи повышается всего на несколько процентов, но чаще всего на десятые доли процента.

Основные достоинства метода кумулятивной перфорации:

- Это высокие динамические нагрузки на стенку обсадной колонны.

- Отверстия малого диаметра.

- Попадание в породу пласта продуктов взрыва и продуктов разрушения преграды.

- Недорогая стоимость.

- Большая пробивная способность.

- Максимальная толщина пласта, вскрываемая кумулятивным перфоратором за спуск, достигает 30 м, пулевым – до 2,5 м, торпедным – 1 м.

Кумулятивный заряд для перфорации скважин состоит из прессованной шашки взрывчатого вещества, в кумулятивную выемку которой вложена или впрессована металлическая облицовка, а с противоположной стороны строго по центральной оси заряда расположен промежуточный детонатор. Заряд заключен в оболочку, которая в случае бескорпусных перфораторов должна быть полностью герметичной и выдерживать давление и температуру окружающей среды.

Предлагаемая технология (перфобур) предназначена для глубокой перфорации продуктивного интервала при заканчивании строительства скважин или их капитальном ремонте, данная технология и техника позволят восстановить для эксплуатации многие тысячи простаивающих скважин, увеличить дебит и межремонтные сроки их эксплуатации, нефтеотдачу пластов, сделать направленными гидроразрывы, оптимизировать сетку разбуривания месторождений. Технология включает удаление части обсадной колонны (на первом этапе внедрения), расширение основного ствола, закачивание изолирующего гелеобразующего состава, создание цементной пробки, разбуривание в ней вспомогательного ствола и бурение в нем спиралеобразных каналов (диаметром 50 мм) глубиной от 5 до 40 метров, с применением специальных жидкостей и специальных компоновок для ориентируемого бурения. Производственные планы обычно классифицируются по широте охвата, временным рамкам, характеру и способу использования.

Однако данное мероприятие повлечет за собой осуществление капитальных вложений, которые будут связаны с приобретением представленного ниже оборудования:

Таблица 3.1 – Капитальные вложения

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес в % к итогу
1. Оборудование		
1.1.Оборудование Перфобур-50-10-140	1 600 000	51,35
1.2 Инклинометрический регистратор положения КНБК	245 000	7,86
1.3 Калибратор типа ВЦ и ВК	26 000	0,83

Продолжение таблицы 3.1

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес в % к итогу
1.4 Корпусный перфоратор ПК-105-7	1 245 000	39,96
Всего	3 116 000	100

Единовременное осуществление затрат в свою очередь увеличивают начисление амортизации:

Таблица 3.2 – Амортизационные отчисления

Наименование	Сумма
Стоимость основных фондов, тыс.руб.	3 116 000
Амортизация	373 920

Амортизация начисляется линейным способом исходя из обозначенной стоимости капитальных вложений в основные средства и нормой амортизации, которая составила 12% исходя из срока окупаемости в 8 лет.

Соответственно период инвестирования в расчетах примем равным 8 годам. Реализация данного инвестиционного мероприятия кроме единовременных затрат приприводит к увеличению суммы текущих операционных издержек, указанных в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Текущие затраты

Наименование	Всего текущих затрат в 1-й год, руб.	Сумма текущих затрат за 8 лет, руб.
1. Материальные затраты	94 000	752 000
1.1 Сырье и материалы (топливные ресурсы)	55 000	440 000
1.2 Энергетические ресурсы	17 000	136 000
1.3 Транспортные расходы	22 000	176 000
2. Затраты на оплату труда	1 980 000	15 840 000
3. Социальные выплаты	597 960	4 783 680
4. Амортизация основных фондов	373 920	2 991 360
5. Прочие затраты	120 000	960 000
Итого затрат:	3 161 920	25 295 360
Текущие издержки без амортизации	2 788 000	22 204 000

Материальные затраты - это затраты на топливо, на котором работает ПБ-50-10-140, также транспортные расходы на доставку оборудования.

Затраты на оплату труда считались исходя из данных:

Таблица 3.4 – Расчет заработной платы работникам

Должность	Количество работников	Зарботная плата в месяц + районный и северный коэффициент, руб.	Зарботная плата в год, руб.
Сварщик	1	45 000	540 000
Инженер	2	60 000	1 440 000
Итого:			1 980 000

Социальные выплаты составляют 30,2% от всей суммы заработной платы.

Далее рассчитаем показатель экономической эффективности, он будет строиться на основе минимально возможного уровня увеличения экономической эффективности, а именно 1 тонны дополнительно добываемой нефти в сутки со скважины. Значение берется согласно исходя из уже внедренных подобных проектов, в реальности этот показатель будет на порядок выше.

3.2 Сущность проекта увеличение дебита нефтяных и нагнетальных скважин с помощью метода направленного торпедирования “Фугасная торпеда Ф-2”

Производство взрыва в скважине называется торпедированием, а подготовленный для взрыва в скважине заряд взрывчатого вещества торпедой. Торпеда состоит из взрывчатого вещества и средств взрывания электродетонатора и шашки высокобризантного взрывчатого вещества, усиливающего начальный импульс детонации.

Для торпедирования применяют взрывчатые вещества бризантного или дробящего типа, к ним относятся: Взрывчатые вещества из нитросоединений ароматического ряда — тротил, тетрил, гексоген; из нитратов или эфиров азотной кислоты — ТЭН, нитроглицерин и др.; из смесей и составов — аммониты и динамиты.

Взрывные работы в скважинах проводят торпедами нескольких типов. Наиболее распространены торпеды фугасные, шнуровые (встрягивающие), кумулятивные осевого действия и кумулятивные труборезы. Фугасные торпеды бывают герметичные и негерметичные. Герметичные торпеды в основном применяют двух видов: Ф-2 и ФТ-2. Торпеда Ф-2 (рис. 3.6) обладает

наружный диаметр 60 мм, длину 1160 мм. Заряд из сплава тротила и гексогена. Рассчитана для применения в условиях внешнего давления до 50 МПа (500 кгс/см²) и температуры до 120° С. Взрыватель срабатывает от тока, подаваемого по кабелю.

В некоторых нефтяных районах применяют герметичные торпеды, оболочка которых делается из асбоцементных труб. Достоинство таких торпед — отсутствие в стволе после взрыва металлических осколков, засоряющих скважину.

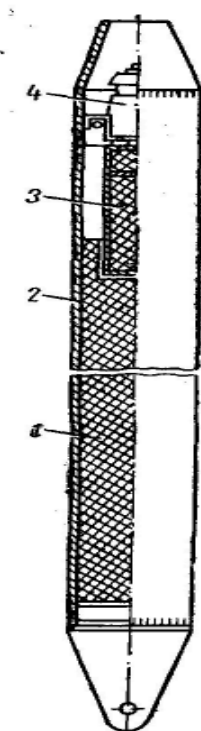


Рисунок 3.6 - Торпеда Ф-2

1 — заряд; 2 — корпус; 3 — шашка детонатора; 4 — взрыватель.

В последнее время широко применяют негерметичные торпеды, в которых ВВ заряда находится в контакте с пластовой жидкостью. Поэтому торпеды либо совсем не имеют оболочки (ТШБ), или имеют оболочку из мало прочного материала (ТШ). Промышленность выпускает нормальный ряд негерметичных торпед серии ТШ (торпеды из шашек).

Торпеда ТШ (рис. 3.7) состоит из легкого дюралюминиевого корпуса 1, донной пробки 2, центратора 3, верхней пробки 4, взрывателя 5, дужки 6 и груза 7, снабженного также центратором. В корпус торпеды закладывается

заряд ВВ из цилиндрических шашек 5. Величина заряда торпеды определяется диаметром скважины, назначением взрыва, свойствами ВВ. При торпедировании пластов, сложенных плотными породами, требуются большие заряды; мягкие породы лучше торпедировать небольшими зарядами.

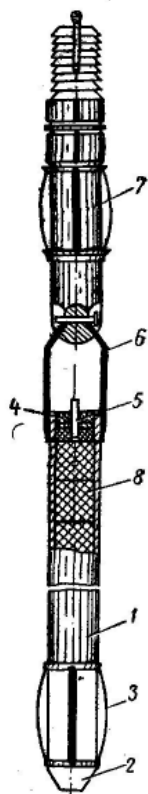


Рисунок 3.7 – Торпеда ТШ

Торпеды чаще всего взрывают в скважинах с открытым забоем. Для предохранения обсадных труб от разрушения над торпедой устанавливают «забойку» — жидкую или твердую. В качестве жидкой забойки используют нефть, воду или глинистый раствор, в качестве твердых забоек — песок, глину или устанавливают цементный мост.

Торпедирование с применением твердых забоек связано с необходимостью проведения длительных работ по очистке скважины, хотя твердые забойки лучше, чем жидкие, предохраняют обсадную колонну от повреждений, все работы по торпедированию скважин, так же как, торпедной

и кумулятивной перфорации, проводятся промышленными геофизическими партиями — перфораторными и торпедировочными.

Одним из основных направлений деятельности ОАО «ННГФ» считается проведение прострелочно-взрывных работ (ПВР) в нефтяных и газовых скважинах. Работы проводятся в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Важное значение предприятие уделяет внедрению новейших технологий и безопасности проведения работ.

Применяется только сертифицированная продукция ведущих производителей перфосистем, таких как ЗАО «ПерфоТех», НПК «Промперфоратор», ФГУП «Металлист», ЗАО «Башвзрывтехнология», ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика, «DYNA Energetics» и др.

- Виды прострелочно-взрывных работ:
- Вторичное вскрытие пласта кумулятивной перфорацией на каротажном кабеле.
- Вторичное вскрытие пласта кумулятивной перфорацией на трубах, в том числе на депрессии с применением пакерных систем.
- Торпедирование.
- Термо-газохимическое воздействие на пласт с целью интенсификации притока. Разобшение участков скважины с помощью взрывных пакеров и цементных мостов.

Торпедирование скважин проводится с целью увеличения дебита или приемистости пластов, ликвидации аварий, извлечения обсадных колонн, разрушения металла на забое, очистки фильтров и т.д.

Под торпедированием понимают осуществление взрыва в скважине определенной энергии и в заданном месте с целью достижения эффекта: освобождение бурильных труб от прихвата, резки труб, интенсификации притока, разрушения металлических предметов на забое скважины и др. Возможность мощного воздействия на объект в ограниченном пространстве скважины ставит

торпедирование вне конкуренции при решении ряда геолого-технологических задач.

Процесс торпедирования для улучшения притока нефти и газа в скважины состоит в том, что заряженную взрывчатым веществом (ВВ) торпеду спускают в скважину и взрывают против продуктивного пласта. При взрыве торпеды образуются каверна, увеличивающая диаметр скважины, и сеть трещин, расходящихся от скважины в радиальном направлении.

Взрывные методы воздействия применяют также при освобождении прихваченных бурильных и обсадных труб, для разрушения и отбрасывания с забоя бурящихся скважин металлических предметов, которые не удастся извлечь, для разрушения плотных песчаных пробок, чистки фильтров и т. п.

Однако данное мероприятие повлечет за собой осуществление капитальных вложений, которые будут связаны с приобретением представленного ниже оборудования:

Таблица 3.5 – Капитальные вложения

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес в % к итогу
1. Оборудование		
1.1 Фугасная торпеда для направленного торпедирования Ф-2	1 050 000	92,92
1.2 Строительно-монтажные работы	30 000	2,65
Итого	1 080 000	
2. Инструменты и приспособления	50 000	4,42
Всего	1 130 000	100

Единовременное осуществление затрат в свою очередь увеличивают начисление амортизации:

Таблица 3.6 – Амортизационные отчисления

Наименование	Сумма
Стоимость основных фондов, тыс.руб.	1 130 000
Амортизация	135 600

Амортизация начисляется линейным способом исходя из обозначенной стоимости капитальных вложений в основные средства и нормой амортизации, которая составила 12% исходя из срока окупаемости в 8 лет.

Соответственно период инвестирования в расчетах примем равным 8 годам. Реализация данного инвестиционного мероприятия кроме единовременных затрат приводит к увеличению суммы текущих операционных издержек, указанных в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Текущие затраты

Наименование	Всего текущих затрат в 1-й год, руб.	Сумма текущих затрат за 7 лет, руб.
1. Материальные затраты	80 000	560 000 Р
1.2 Сырье и материалы (взрывчатые вещества)	48 000	336 000 Р
1.3 Энергетические ресурсы	18 000	126 000 Р
1.4 Транспортные расходы	15 000	105 000 Р
2. Затраты на оплату труда	1 320 000	9 240 000 Р
3. Социальные выплаты	396 000	2 772 000 Р
4. Амортизация основных фондов	135 600	949 200 Р
5. Прочие затраты	1 500	10 500 Р
Итого затрат:	1 933 100	13 531 700 Р
Текущие издержки без амортизации	1 797 500	12 582 500 Р

Материальные затраты - это затраты на топливо, которое расходуется на доставку оборудования.

Затраты на оплату труда считались исходя из данных:

Таблица 3.8 – Расчет заработной платы работникам

Должность	Количество работников	Заработная плата в месяц + районный и северный коэффициент, руб.	Заработная плата в год, руб.
Ошибка! Ошибка!	2	45 000	1 080 000
Инженер	1	50 000	600 000
Итого:			1 680 000

Социальные выплаты составляют 30,2% от всей суммы заработной платы.

Далее рассчитаем показатель экономической эффективности, он будет строиться на основе минимально возможного уровня увеличения экономической эффективности, а именно 1 тонны дополнительно добываемой нефти в сутки со скважины. Значение берется согласно исходя из уже внедренных подобных проектов, в реальности этот показатель будет на порядок выше.

3.3 Методические основы оценки эффективности инвестиционного проекта

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:

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

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

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

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

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^t} \quad (38)$$

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

T - период планирования;

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

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) * \alpha_t - K \quad (39)$$

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

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

α_t - коэффициент дисконтирования.

K - сумма дисконтированных капиталовложений, вычисляемая по формуле:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t * \alpha_t \quad (40)$$

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 эффектам к приведенным капиталовложениям:

$$\text{ИД} = 1 / K \cdot \sum (R_t - Z_t^+) \cdot 1 / (1 + E)^t \quad (41)$$

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

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

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t^+}{(1 + E_{внд})^t} - \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{внд})^t} = 0 \quad (42)$$

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 способно рассматриваться вопрос о его принятии. В противном случае капиталовложения в данный проект нецелесообразны.

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

При осуществлении проекта акцентируется 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 считается 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 метода кумулятивной перфорации“ ПК-105-7”

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

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

Норма дисконтирования установлена из условий:

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

За период планирования, жизненный цикл (8 лет), инвестиционный проект потребует 3 116 000 руб. капитальных вложений и принесет 10 333 728 руб. чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 13 449 728, чистый дисконтированный доход – 8 890 782,71.

Индекс доходности исчисленный по реальным потокам равен 4,31, а исчисленный по дисконтированным потокам – 2,85.

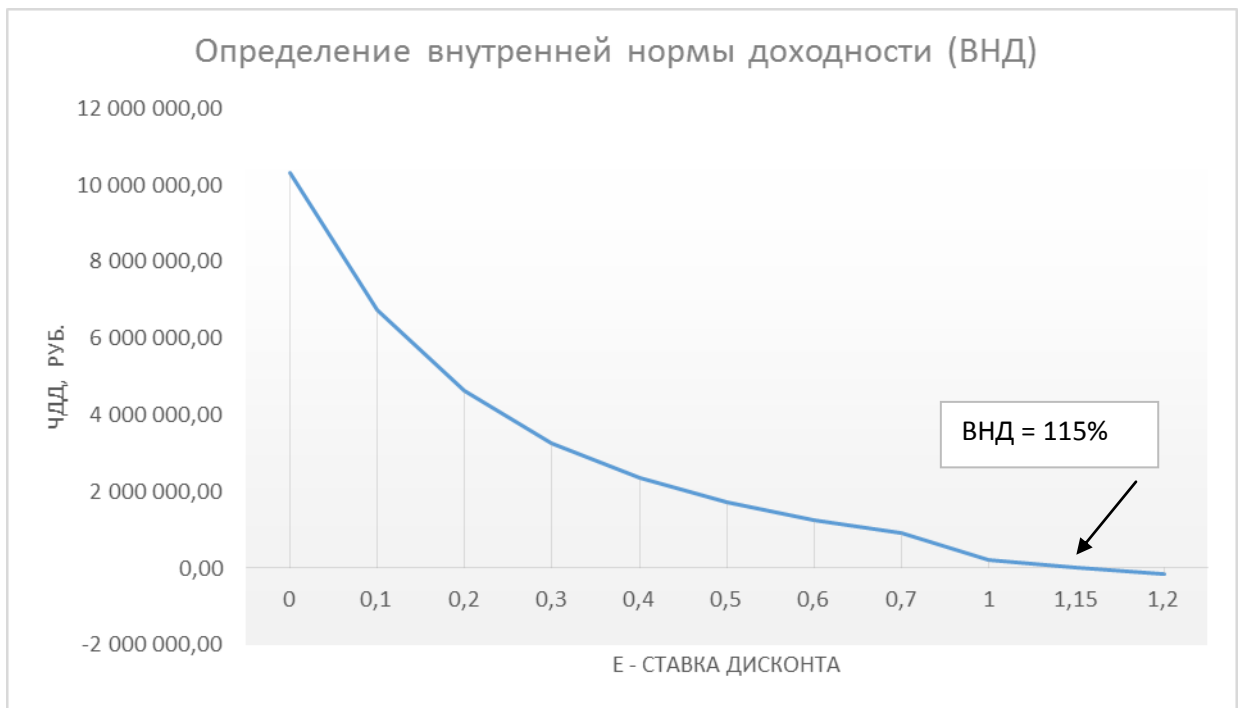


Рисунок 3.8 - Внутренняя норма доходности (ВНД)

Для определения срока окупаемости по дисконтированным потокам денежных поступления используем формулу:

$$DPP = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq I_0 \quad (43)$$

Где,

DPP- срок окупаемости по дисконтированным потокам;

CF_t - дисконтированные денежные поступления в период времени t;

r- ставка дисконтирования;

T - срок окупаемости.

Срок окупаемости = $0 - (-1\,434\,784 / (19\,967 - (-1\,434\,784))) = 0 - (-0,9) = 0,9$

Подставив значения получим срок окупаемости по дисконтированным потокам в размере 0,9 года (11 месяцев).

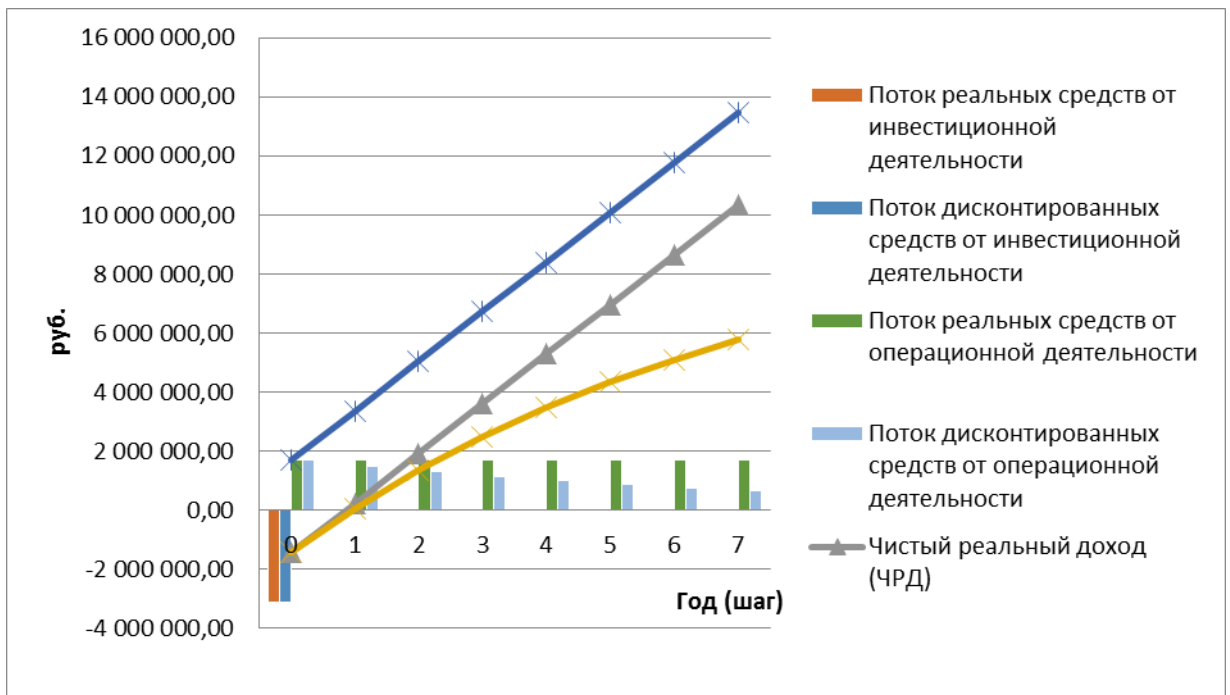


Рисунок 3.9 - Показатели эффективности проекта.

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

Внутренняя норма доходности и срок окупаемости устраивает предприятие как инвестора.

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

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

3.4.1 Анализ чувствительности проекта к риску

Проекты, внедряемые в нефтегазовой отрасли, имеют определенный уровень риска, зависящий как от природы в целом, так и от отдельных факторов. Таких как введение санкций, которые влекли за собой понижение всемирной цены на нефть, и другие макро и микроэкономические причины и следствия, которые могут влиять на отрасль.

Для определения считается ли проект эффективным определяют его чистый дисконтированный доход ЧДД (NPV), по следующей формуле:

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

где

NPV- чистый дисконтированный доход;

r- ставка дисконтирования;

CF- суммарный денежный поток в период времени t;

I- сумма инвестиций;

n- число периодов.

Инвестиционный проект принимается, если ЧДД > 0; инвестиционный проект отвергается, если ЧДД < 0; если ЧДД = 0, то следует для принятия решения рассмотреть обстоятельств выходящих за рамки критерия(например, экологические, социальные).

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

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

Для их расчета мы определим следующие промежутки:

-Экономический эффект (-15%; +15%);

-Текущие издержки (-10%; +10%);

-Налоги (-5%; +5%).

Рассчитанные данные занесем в таблицу 6.12 Если рассчитанные данные имеют положительное значение, значит проект не считается рискованным в этом промежутке. Если же проект обладает отрицательное значение, значит следует пересмотреть исследуемый промежуток с учетом чувствительности проекта.

Таблица 3.9 - Расчет показателей чувствительности проекта к риску

Показатель	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономич. эффект	1778156,5			8890782,7			16003408,8
Текущие издержки		1404746,6		8890782,7		3734128,7	
Налоги			8979690,5	8890782,7	8801874,8		

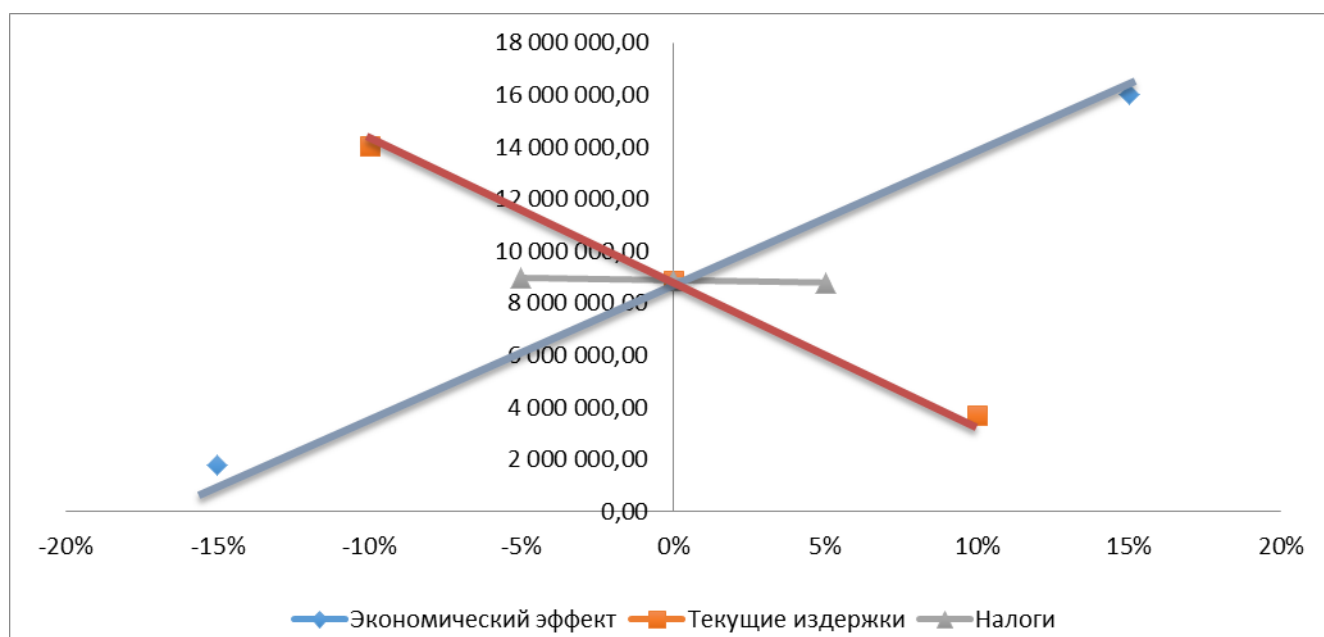


Рисунок 3.10 - Диаграмма «Чувствительности проекта к риску»

После построения диаграммы мы можем наблюдать что проект не обладает рисков в данных значениях, а взяв во внимание что изначально был рассмотрен пессимистический сценарий можно с уверенностью сказать, что проект будет экономически выгодным и целесообразным.

На диаграмме показано что обладаете достаточно небольшой запас эффективности при различных вариациях факторов с некоторой степенью риск.

3.5 Оценка коммерческой эффективности метода направленного торпедирования“ Фугасная торпеда Ф-2”

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

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

Норма дисконтирования установлена из условий:

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

За период планирования, жизненный цикл (8 лет), инвестиционный проект потребует 1 130 000 руб. капитальных вложений и принесет 3 109 000 руб. чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 4 072 960 чистый дисконтированный доход – 2 692 381,76.

Индекс доходности исчисленный по реальным потокам равен 3,75, а исчисленный по дисконтированным потокам – 2,48.

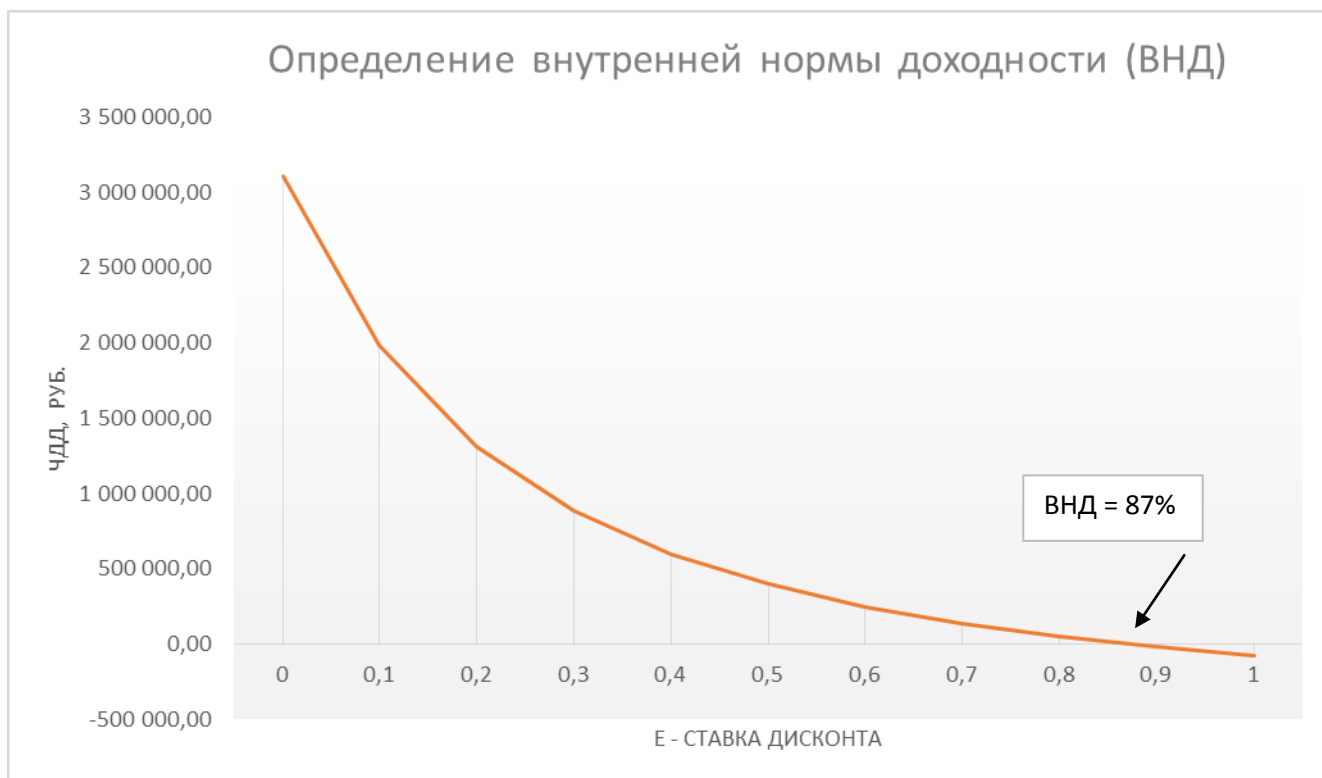


Рисунок 3.11 - Внутренняя норма доходности (ВНД)

Для определения срока окупаемости по дисконтированным потокам денежных поступления используем формулу:

$$DPP = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq I_0 \quad (45)$$

где,

DPP- срок окупаемости по дисконтированным потокам;

CF_t - дисконтированные денежные поступления в период времени t;

r- ставка дисконтирования;

T - срок окупаемости.

$$\text{Срок окупаемости} = 1 - (-135\,237,89 / (407\,756,23 - (-135\,237,89))) = 1 - (-0,24) = 1,24$$

Подставив значения получим срок окупаемости по дисконтированным потокам в размере 1,24 года. (1 год и 3 месяца)

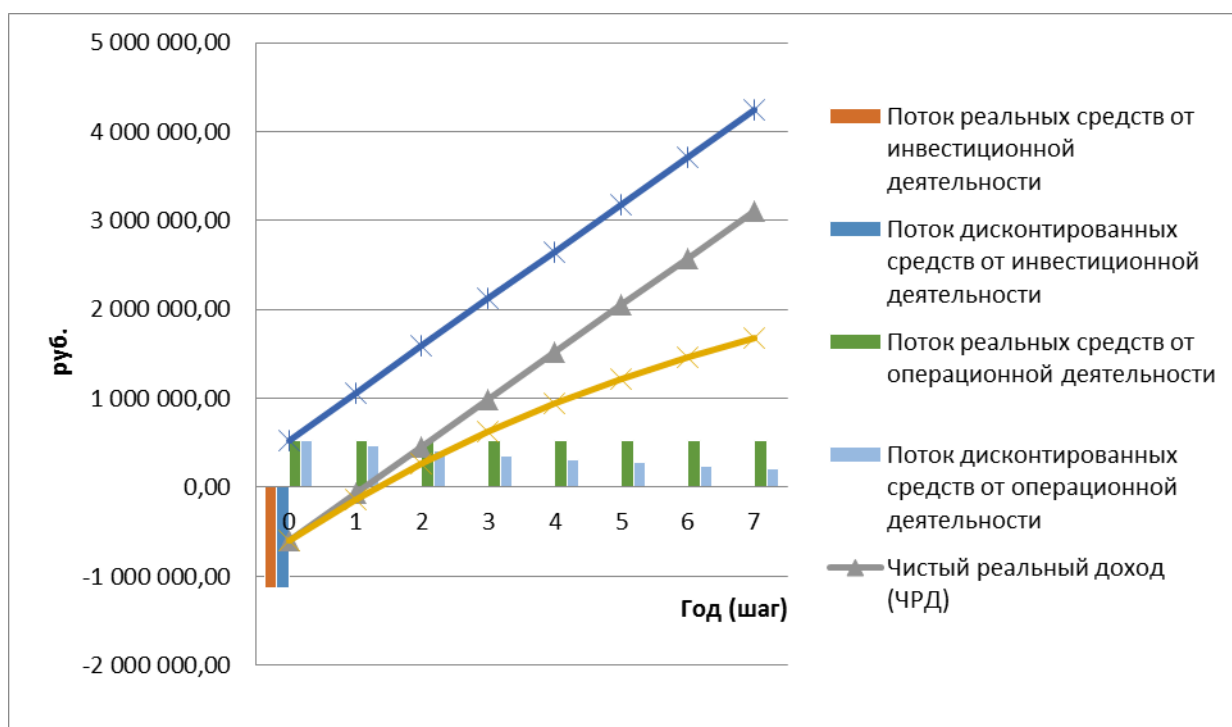


Рисунок 3.12 - Показатели эффективности проекта.

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

Внутренняя норма доходности и срок окупаемости устраивает предприятие как инвестора.

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

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

3.5.1 Анализ чувствительности проекта к риску

Проекты, внедряемые в нефтегазовой отрасли, имеют определенный уровень риска, зависящий как от природы в целом, так и от отдельных факторов. Таких как введение санкций, которые влекли за собой понижение всемирной цены на нефть, и другие макро и микроэкономические причины, и следствия, которые могут влиять на отрасль.

Для определения считается ли проект эффективным определяют его чистый дисконтированный доход ЧДД (NPV), по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I \quad (46)$$

где

NPV- чистый дисконтированный доход;

r- ставка дисконтирования;

CF- суммарный денежный поток в период времени t;

I- сумма инвестиций;

n- число периодов.

Инвестиционный проект принимается, если ЧДД > 0; инвестиционный проект отвергается, если ЧДД < 0; если ЧДД = 0, то следует для принятия решения рассмотреть обстоятельств выходящих за рамки критерия (например, экологические, социальные).

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

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

Для их расчета мы определим следующие промежутки:

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

Рассчитанные данные занесем в таблицу 3.10. Если рассчитанные данные имеют положительное значение, значит проект не считается рискованным в этом промежутке. Если же проект обладает отрицательное значение, значит следует пересмотреть исследуемый промежуток с учетом чувствительности проекта.

Таблица 3.10 - Расчет показателей чувствительности проекта к риску

Показатель	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономич. эффект	560475,7			2802378,5			5044281,3
Текущие издержки		4427758,1		2802378,5		1176998,9	
Налоги			2830402,2	2802378,5	2774354,7		

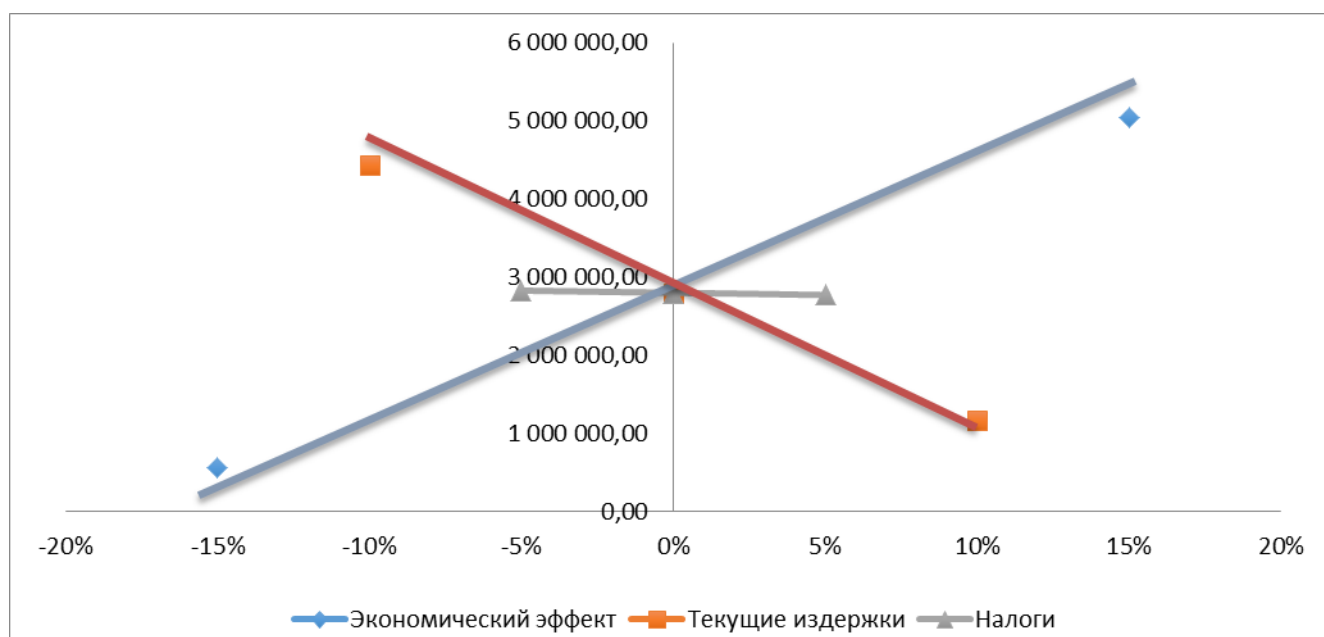


Рисунок 3.13 - Диаграмма «Чувствительности проекта к риску»

После построения диаграммы мы можем наблюдать что проект не обладает рисков в данных значениях, а взяв во внимание что изначально был рассмотрен пессимистический сценарий можно с уверенностью сказать, что проект будет экономически выгодным и целесообразным.

На диаграмме показано что обладаетя достаточно небольшой запас эффективности при различных вариациях факторов с некоторой степенью риска.

3.6 Сравнительный анализ проекта ПК-105-7 и проекта Ф-2

Для сравнения двух проектов, составим таблицу с данными экономической эффективности:

Таблица 3.11 – Сравнительная характеристика двух проектов

Показатель	ПК-105-7	Ф-2
ЧДД	8 890 782,71	2 692 381,76
Срок окупаемости	11 месяцев (0,9 года)	1 год и 3 месяца (1,25 года)
ВНД	115%	87%
ЧРД	13 449 728	4 072 960
Капитальные вложения	3 116 000	1 130 000

Просчитав экономическую эффективность внедрения двух разных проектов, можно сделать вывод, что при старте реализации проекта больше всего издержек потребует оборудование Корпусный перфоратор ПК-105-7 – 3 116 000 руб., а меньше всего Фугасная торпеда Ф-2 - 1 130 000 руб. Оба проекта имеют положительный чистый дисконтированный доход, чем больше данный показатель, тем эффективнее проект. ЧДД проекта ПК-105-7 в три раза больше, чем у проекта Ф-2. Срок окупаемости проекта ПК-105-7 считается оптимальным для инвесторов, чем у проекта Ф-2. Внутренняя норма доходности у проекта ПК-105-7 считается более привлекательней для инвесторов, так как рентабельность от инвестиционного проекта целиком окупает расходы вкладчиков. Чистый реальный доход проекта ПК-105-7 на 230% больше от суммы ЧРД проекта Ф-2. Также следует отметить, что проект ПК-105-7 потребует в три раза больше капитальных вложений, чем проект торпеды Ф-2.

Сравнив все показатели экономической эффективности, а также преимущества и недостатки, двух инвестиционных проектов, можно прийти к выводу, что для инвесторов, которые хотели бы получить большую выгоду, выбирая из этих двух проектов, более привлекательным считается проект увеличение эффективности нефтеотдачи пластов при помощи метода кумулятивной перфорации ПК-105-7.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была изучена история создания и развития АО «Самотлорнефтегаз» одного из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть», которое проводит разработку центральной и юго-западной части Самотлорского месторождения — одного из крупнейших в России.

На предприятии АО «Самотлорнефтегаз» 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 выпускной квалификационной работе был представлен SWOT-анализ, исходя из которого, была сформирована основная стратегия развития предприятия: стратегия увеличения нефтеотдачи и финансовых результатов работы предприятия.

Проведен анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия АО «Самотлорнефтегаз». Основными видами деятельности предприятия являются разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений; бурение скважин; добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья и продуктов его переработки; обустройство нефтяных и газовых месторождений.

Выручка от продаж услуг возросла на 29% в 2018 году, что является очень положительным результатом. Исходя из этого, можно сделать вывод об увеличении наращивания объемов продаж.

С целью снижения суммарных затрат предприятия и обеспечения достижения обозначенных стратегий на практике выявлены два возможных пути повышения эффективности деятельности, а именно внедрение систем по увеличению нефтеотдачи и дебита скважин фугасная торпеда Ф-2 и корпусный перфоратор ПК-105-7.

Оценка коммерческой эффективности данных мероприятий позволила сделать вывод об эффективности обоих, однако сравнительная характеристика по основным критериям эффективности, таким как: индекс доходности и чистый дисконтированный доход позволяет сделать вывод, что метод кумулятивной перфорации с использованием корпусных перфораторов, а именно ПК-105-7, является более эффективным и устраивает предприятие как инвестора.

Внедрение в практику хозяйственной деятельности корпусных перфораторов ПК-105-7 для увеличения нефтеотдачи пластов, позволит укрепить производственную базу АО «Самотлорнефтегаз» и выйти на новый качественный уровень своего развития.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

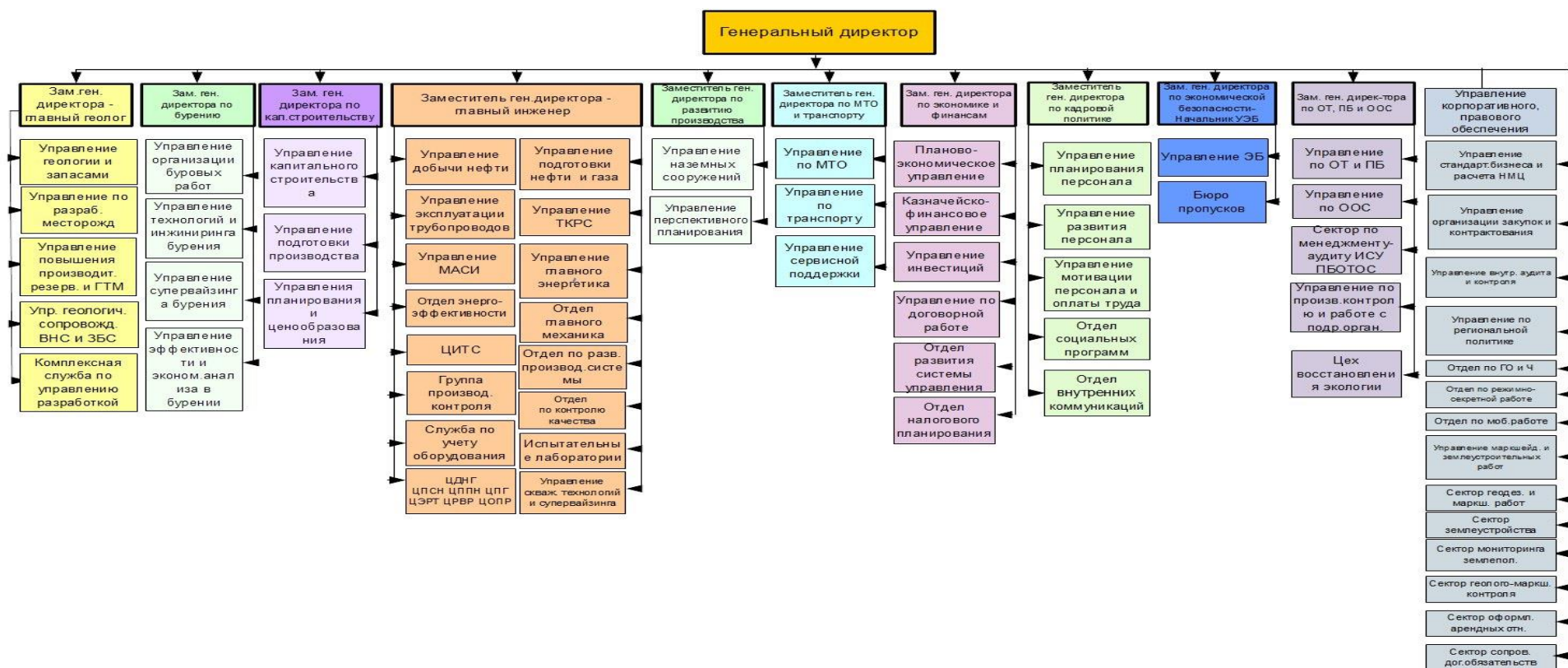
- 1 Бабук, И.М. Экономика промышленного предприятия / И.М. Бабук, Т.А. Сахнович. - М.: ИНФРА-М, 2016. - 439 с.
- 2 Баскакова, О.В. Экономика предприятия (организации) / О.В. Баскакова, Л.Ф. Сейко. - М: Дашков и К, 2017. - 372 с.
- 3 Бизнес-планирование: Учебник для вузов/ Под ред. В.М Попова, С.И. Ляпунова, С.Г. Млодика. – М.: Финансы и статистика, 2017. – 816 с.
- 4 Горфинкель, В.Я. Экономика предприятия / В.Я. Горфинкель. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2017. - 663 с.
- 5 Зяблицкая, Н.В. Исследование и развитие конкурентных преимуществ организации / Н.В. Зяблицкая, А.Г. Бурдюгова. – Наука и образование: новое время.: РИНЦ, 2018. – 68с.
- 6 Клочкова, Е. Н. Экономика предприятия / Е. Н. Клочкова, В. И. Кузнецов, Т. Е. Платонова. - М.: Юрайт, 2016. - 448 с.
- 7 Липсиц, И.А. Бизнес-план – основа успеха: Практическое пособие / И.А. Липсиц – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Дело, 2016. – 112 с.
- 8 Паламарчук, А.С. Экономика предприятия: учебник / А. С. Паламарчук. - М.: Инфра-М, 2017. - 456 с.
- 9 Розанова, Н.М. Экономическая теория фирмы: учебник / Н.М. Розанова. - М.: Экономика, 2016. - 447 с.
- 10 Савицкая, Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учебник / Г.И. Саивцкая,-5-е изд. перереб. и доп.- М.: ИНФРА-М, 2016. -536 с.
- 11 Тамбовцев, В.Л. Право и экономическая теория: Учебное пособие / В.Л. Тамбовцев. - М.: ИНФРА-М, 2017. - 224 с.
- 12 Устав АО «Самотлорнефтегаз»
- 13 Хейдервак, К.Т. Финансовый и экономический анализ деятельности предприятий / К.Т. Хейдервак.- М.: Финансы и Статистика - 2017. -165 с.
- 14 Чалдаева, Л.А. Экономика предприятия: учебник и практикум для академического бакалавриата / Л. А. Чалдаева. - Москва: Юрайт, 2018. - 435 с.

- 15 Чуев, И.Н. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности: учебник для вузов. / И.Н. Чуев, Л.Н. Чуева - М.: Дашков и К, 2016. - 368 с.
- 16 Шеремет, А.Д. Методика финансового анализа / А.Д. Шеремет.- М.:2017. - 190 с.
- 17 Воробьев, И.П. Экономика и управление организацией (предприятием): учебное пособие / И. П. Воробьев, Е. И. Сидорова, А. Т. Глаз. – Минск: Квилория В. Т., 2017. – 371 с.
- 18 Новашина, Т.С. Экономика и финансы предприятия / под ред. Т.С. Новашиной. - М.: Синергия, 2017. - 344 с.
- 19 Сафронов, Н.А. Экономика организации (предприятия): учебник / Н. А. Сафронов. – Москва: Магистр: Инфра-М, 2016. – 253 с.
- 20 Сергеёв, И.В. Экономика организации (предприятия): учебник и практикум для прикладного бакалавриата / И. В. Сергеёв, И. И. Веретенникова. – Москва: Юрайт, 2017. – 510 с.
- 21 Самарина, В.П. Экономика организации: учебное пособие / В. П. Самарина, Г. В. Черезов, Э. А. Карпов. – Москва: КноРус, 2016. – 318 с.
- 22 Чечевицына, Л.Н. Экономика организации: учебное пособие / Л. Н. Чечевицына, Е. В. Хачадурова. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2016. – 382 с.
- 23 Грибов, В.Д. Экономика предприятия: учебник / В. Д. Грибов, В. П. Грузинов. – Москва: КУРС: Инфра-М, 2016. – 445 с.
- 24 Ширяев, В.И. Экономика и управление организацией (предприятием): учебное пособие / В. И. Ширяев. – Москва: Либроком, 2017. – 272 с.
- 25 Самотлорнефтегаз [Электронный ресурс]: официальный сайт АО «СНГ».- Электрон. дан. Режим доступа: <https://samotlor.rosneft.ru>

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Организационная структура АО «Самотлорнефтегаз»



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 - Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

В тыс., руб.

Показатель	Шаг (год) планирования							Итого	
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025		7 2026
Инвестиционная работа	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на приобретение активов, всего в том числе:	3 116 000	-	-	-	-	-	-	-	3 116 000
за счет собственных средств	3 116 000	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления от продажи активов	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Поток реальных средств	-	-	-	-	-	-	-	-	-
По шагам	-3 116 000								-3 116 000
Нарастающим итогом	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	
Поток дисконтированных средств	-	-	-	-	-	-	-	-	-
По шагам	-3 116 000	-	-	-	-	-	-	-	-3 116 000
Нарастающим итогом	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-3 116 000	-

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 - Поток денежных средств от операционной деятельности

В тыс., руб.

Показатель	Шаг (год) планирования								Итого
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025	7 2026	
Операционная работа	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экономический эффект	4 800 000	4 800 000	4 800 000	4 800 000	4 800 000	4 800 000	4 800 000	4 800 000	38 400 000
Текущие издержки	2 791 960	2 791 960	2 791 960	2 791 960	2 791 960	2 791 960	2 791 960	2 791 960	22 335 680
Амортизация основных средств	373 920	373 920	373 920	373 920	373 920	373 920	373 920	373 920	2 991 360
Валовый доход	1 634 120	1 634 120	1 634 120	1 634 120	1 634 120	1 634 120	1 634 120	1 634 120	13 072 960
Налог на прибыль (20%)	326 824	326 824	326 824	326 824	326 824	326 824	326 824	326 824	2 614 592
Чистый доход	1 307 296	1 307 296	1 307 296	1 307 296	1 307 296	1 307 296	1 307 296	1 307 296	10 458 368
Поток реальных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	1 681 216	1 681 216	1 681 216	1 681 216	1 681 216	1 681 216	1 681 216	1 681 216	13 449 728
нарастающим итогом	1 681 216	3 362 432	5 043 648	6 724 864	8 406 080	10 087 296	11 768 512	13 449 728	-
Поток дисконтированных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	1 681 216	1 474 750,88	1 293 641,12	1 134 772,91	995 414,84	873 170,91	765 939,39	671 876,66	8890782,71
нарастающим итогом	1 681 216	3 155 966,88	4 449 608	5 584 380,91	6 579 795,75	7452966,65	8218906,05	8890782,71	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 - Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

В тыс., руб.

Показатель	Шаг (год) планирования							Итого	
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025		7 2026
Инвестиционная и операционная работа	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Поток реальных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	-1434784	1681216	1681216	1681216	1681216	1681216	1681216	1681216	10333728
нарастающим итогом	-1434784	246432	1927648	3608864	5290080	6971296	8652512	10333728	-
Поток дисконтированных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	-1434784	1474750,88	1293641,12	1134772,91	995414,84	873170,91	765939,39	671876,66	5774782,7
нарастающим итогом	-1434784	39 966,88	1333608	2468380,91	3463795,75	4336966,65	5102906,05	5774782,71	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д.1 - Поток денежных средств от финансовой деятельности

В тыс., руб.

Показатель	Шаг (год) планирования							Итого	
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025		7 2026
Финансовая работа	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственный капитал	3 116 000	-	-	-	-	-	-	-	3 116 000
Поток реальных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	3 116 000	0	0	0	0	0	0	0	3 116 000
нарастающим итогом	3 116 000	3 116 000	3 116 000	3 116 000	3 116 000	3 116 000	3 116 000	3 116 000	-
Поток дисконтированных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	3 116 000	0	0	0	0	0	0	0	3 116 000
нарастающим итогом	3 116 000	3 116 000	3 116 000	3 116 000	3 116 000	3 116 000	3 116 000	3 116 000	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е.1 - Сальдо денежных потоков

В тыс., руб.

Показатель	Шаг (год) планирования								Итого
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025	7 2026	
Сальдо денежных потоков	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Поток реальных средств:									
по шагам	1 681 216	1 681 216	1 681 216	1 681 216	1 681 216	1 681 216	1 681 216	1 681 216	13 449 728
нарастающим итогом	1 681 216	3 362 432	5 043 648	6 724 864	8 406 080	10 087 296	11 768 512	13 449 728	

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж.1 - Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

В тыс., руб.

Показатель	Шаг (год) планирования							Итого	
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025		7 2026
Инвестиционная работа	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на приобретение активов, всего в том числе:	1 130 000	-	-	-	-	-	-	-	1 130 000
за счет собственных средств	1 130 000	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления от продажи активов	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Поток реальных средств	-	-	-	-	-	-	-	-	-
По шагам	-1 130 000								-1 130 000
Нарастающим итогом	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	
Поток дисконтированных средств	-	-	-	-	-	-	-	-	-
По шагам	-1 130 000	-	-	-	-	-	-	-	-1 130 000
Нарастающим итогом	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-1 130 000	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Таблица 3.1 - Поток денежных средств от операционной деятельности

В тыс., руб.

Показатель	Шаг (год) планирования								Итого
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025	7 2026	
Операционная работа	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экономический эффект	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	19 200 000
Текущие издержки	1 771 500	1 771 500	1 771 500	1 771 500	1 771 500	1 771 500	1 771 500	1 771 500	14 172 000
Амортизация основных средств	135 600	135 600	135 600	135 600	135 600	135 600	135 600	135 600	1 084 800
Валовый доход	492 900	492 900	492 900	492 900	492 900	492 900	492 900	492 900	3 943 200
Налог на прибыль (20%)	98 580	98 580	98 580	98 580	98 580	98 580	98 580	98 580	788 640
Чистый доход	394 320	394 320	394 320	394 320	394 320	394 320	394 320	394 320	3 154 560
Поток реальных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	4 239 360
нарастающим итогом	529 920	1 059 840	1 589 760	2 119 680	2 649 600	3 179 520	3 709 440	4 239 360	
Поток дисконтированных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	529 920	464 842,11	407 756,23	357 680,91	313 755,18	275223,84	241424,42	211775,81	2 802 378,5
нарастающим итогом	529 920	994 762,11	1 402 518,34	1 760 199,24	2 073 954,42	2349178,27	2590602,69	2802378,5	

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Таблица И.1 - Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

В тыс., руб.

Показатель	Шаг (год) планирования							Итого	
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025		7 2026
Инвестиционная и операционная работа	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Поток реальных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	-600 080	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	3 109 360
нарастающим итогом	-600 080	-70 160	459 760	989 680	1 519 600	2 049 520	2 579 440	3 109 360	
Поток дисконтированных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	-600 080	464 842,11	407 756,23	357 680,91	313 755,18	275 223,84	241 424,42	211 775,81	1 672 378,5
нарастающим итогом	-600 080	-135 237,89	272 518,34	630 199,24	943 954,42	1 219 178,27	1 460 602,69	1 672 378,5	

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица К.1 - Поток денежных средств от финансовой деятельности

В тыс., руб.

Показатель	Шаг (год) планирования								Итого
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025	7 2026	
Финансовая работа	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственный капитал	1 130 000	-	-	-	-	-	-	-	1 130 000
Поток реальных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	1 130 000	0	0	0	0	0	0	0	1 130 000
нарастающим итогом	1 130 000	1 130 000	1 130 000	1 130 000	1 130 000	1 130 000	1 130 000	1 130 000	-
Поток дисконтированных средств:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
по шагам	1 130 000	0	0	0	0	0	0	0	1 130 000
нарастающим итогом	1 130 000	1 130 000	1 130 000	1 130 000	1 130 000	1 130 000	1 130 000	1 130 000	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Таблица Л.1 - Сальдо денежных потоков

В тыс., руб.

Показатель	Шаг (год) планирования								Итого
	0 2019	1 2020	2 2021	3 2022	4 2023	5 2024	6 2025	7 2026	
Сальдо денежных потоков	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Поток реальных средств:									
по шагам	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	529 920	4 239 360
нарастающим итогом	529 920	1 059 840	1 589 760	2 119 680	2 649 600	3 179 520	3 709 440	4 239 360	

