

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_  
/Н.Г. Деменкова/

\_\_\_\_\_  
9 июня 2018 г.

Оценка деятельности АО «СНГ» и целесообразности применения кислотных

\_\_\_\_\_  
композиций с целью увеличения нефтеотдачи.  
\_\_\_\_\_

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ЮУрГУ – 38.03.01.2018.644.ВКР

Консультанты, (должность)

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Руководитель работы  
д.э.н., профессор

\_\_\_\_\_  
/Н.В.Зяблицкая/

\_\_\_\_\_  
2 июня 2018 г.

Консультанты, (должность)

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Автор работы  
обучающийся группы ДО-461

\_\_\_\_\_  
/П.В.Франчук/

\_\_\_\_\_  
1 июня 2018 г.

Консультанты, (должность)

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_  
/Н.В.Назарова/

\_\_\_\_\_  
2 июня 2018 г.

Челябинск 2018

## АННОТАЦИЯ

Франчук П.В. Оценка деятельности АО «СНГ» и целесообразности применения кислотных композиций с целью повышения нефтеотдачи. Челябинск: ЮУрГУ, ДО- 461, 2018, 93 с., библиограф, список 25 найм, 30 таблиц, 11 рисунков.

Объект исследования - АО «Самотлорнефтегаз», предмет - добыча нефти на углеводородных месторождениях.

Целью дипломного проекта является анализ метода кислотного воздействия АЛКОП-СКС с целью увеличения нефтеотдачи.

Для решения поставленной цели были выделены следующие задачи:

1. Обоснование целесообразности внедрения проекта на основе кислотных композиций АЛКОП-СКС.

2. Проведение анализа финансово-хозяйственной деятельности АО «СНГ». Для выделения основных проблем;

3. Оценка финансовых, материальных, трудовых производственных ресурсов, необходимых для достижения целей проекта.

Дипломная работа выполнена на 93 страницах, состоит из введения, трех глав и списка литературы, состоящего из 25 литературных источников.

Современность и актуальность данной работы заключается в том, что на данном этапе свое развития предприятие АО «Самотлорнефтегаз» столкнулось с проблемой, которая заключается в падении уровня добычи нефти в последнее время. Для решения данной проблемы необходимы специальные меры по внедрению определенных проектов, например, таких как использование кислотных композиций АЛКОП-СКС.

## ВВЕДЕНИЕ

Одним из основных инструментов управления предприятием, определяющих эффективность его деятельности является бизнес-план. Овладение техникой бизнес-планирования становится актуальной задачей. Предприятия должны ясно представлять потребность на перспективу в финансовых, материальных, трудовых и интеллектуальных ресурсах, источники их получения, а также уметь четко рассчитывать эффективность использования ресурсов в процессе работы.

Бизнес-план предусматривает решение стратегических и тактических задач, а именно:

- обоснование экономической целесообразности инвестиционного решения в рамках выработанной стратегии предприятия;
- определение источника и форм финансирования реализации выбранного стратегического решения;
- подбор работников, способных реализовать данный план;
- оценка финансовых, материальных, трудовых производственных ресурсов, необходимых для достижения целей предприятия;
- организация работ по реализации разработанного бизнес-плана.

В работе предложен проект по увеличению уровня добычи нефти и уменьшению уровня ее обводненности.

Актуальность данной темы обусловлена необходимостью в увеличение объема добываемого сырья, и предотвращение возможного снижения качества продукта.

Предметом исследования в работе выступает финансово-хозяйственная деятельность предприятия.

Объектом исследования выбрано предприятие нефтегазового комплекса АО «Самотлорнефтегаз».

Цель работы – изучить особенности организации производства,

управления и финансово-хозяйственной деятельности АО «Самотлорнефтегаз» и разработать инвестиционный проект направленные на повышение его эффективности.

В соответствии с поставленной целью решались следующие основные задачи:

- ознакомиться с историей создания и развития организации;
- изучить вид деятельности АО «Самотлорнефтегаз»;
- рассмотреть организационно-управленческую структуру предприятия;
- выявить перспективы развития АО «Самотлорнефтегаз»;
- проанализировать сильные и слабые стороны организации, а также возможности и угрозы;
- разработать инвестиционные проекты, направленные на повышение эффективности деятельности предприятия.

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

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ» И

## ОТРАСЛИВЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

### 1.1 История создания и развития организации

АО «Самотлорнефтегаз» — одно из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть». Предприятие занимается разработкой центрального и юго-западных частями Самотлорского месторождения — является одним из крупнейших в России. АО «Самотлорнефтегаз» учреждено в марте 1999 года в результате реорганизации АО «Нижневартовскнефтегаз» генеральный директор Мамаев Валентин Геннадьевич.

Данное месторождение открыто в 1965 году и введено в промышленную разработку в 1969 году. Промышленная нефтегазоносность выявлена в 18 продуктивных пластах, залегающих примерно на глубинах от 1 500 до 2 650 метров. В 1981 году на Самотлорском месторождении была добыта миллиардная тонна нефти. Пик добычи нефти, а именно около 150 млн. тонн в год пришёлся на начало 1980-х годов. Как следствие интенсивной добычи в эти годы нефтеносные пласты стали обводняться и добыча нефти резко снизилась. В 1996 году было добыто 17,84 млн. тонн нефти. В XXI веке в связи с применением современных методик интенсификации добычи нефти, выработка нефти увеличилась в 2 раза.

В 2000-2002 гг. на Самотлоре проведены работы по реабилитации более 300 скважин. Реализуется план по закрытию 500 низко дебитных скважин. Одновременно с реабилитацией на Самотлоре продолжается разведка. В конце 2000 г. здесь была открыта новая нефтяная залежь с извлекаемыми запасами 50 млн. тонн [13].

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 выполнен объем бурения 462 тыс. м. Выполнены работы по ремонту трубопроводной инфраструктуры промысла.

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

В марте 2005 г. прошла презентация проекта обустройства Усть-Вахской площади юго-восточной части Самотлорского месторождения.

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

По итогам 2014 года в АО «Самотлорнефтегаз» построено 102 новых скважины, осуществлено 280 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 2015 года введена 151 новая скважина, проведено более 360 операций по зарезке боковых стволов. Если сравнивать с 2014 годом, то рост по данным показателям составил 52% и 28% соответственно. На данный момент на Самотлоре работают 23 бригады по вводу новых скважин (ВНС) и 37 бригад по зарезке боковых стволов (ЗБС).

В середине 2016 года на Самотлорском месторождении компания построила шесть новых горизонтальных скважин на залежь БВ8 (1-3), средний дебит – более 300 тонн в сутки.

## 1.2 Цель и виды деятельности организации

Для любой организации в процессе своей жизнедеятельности важной составляющей является определение цели организации. Цель - конкретное состояние отдельных характеристик организации, достижение которых является для нее желательным и на достижение которых направлена ее деятельность.

Цели организации определяются после получения формулировки миссии, то есть миссия, с одной стороны, дает возможность установить, какие цели необходимо поставить, чтобы деятельность предприятия соответствовала его миссии, а с другой, «отсекает» часть возможных целей.

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

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 деятельность;
- Материально-техническое обеспечение нефтяного производства;
- Инвестиционная деятельность, включая операции с ценными бумагами;
- Внешнеэкономическая деятельность, осуществление экспортно-импортных операций.
- Прочие виды деятельности Общества:
- Выполнение проектных и строительно-монтажных работ, производство строительных материалов, конструкций и изделий;
- Производство топографо-геодезических и картографических работ в составе маркшейдерских работ;
- Выполнение 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 деятельность.

Общество не имеет филиалов и представительств.

Отдельными видами деятельности, перечень которых определяется федеральными законами, Общество может заниматься только при получении специального разрешения (лицензии).

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

### 1.3 Организационно-правовой статус.

АО «Самотлорнефтегаз» — является публичной компанией.

Организационно - правовой статус «Самотлорнефтегаз» – публичное акционерное общество. Дадим характеристику публичному акционерному обществу.

В течение переходного периода с 01.09.2014 для всех АО изменения в устав и фирменное наименование в целях приведения в соответствие с требованиями ГК вносятся при первом изменении устава.

Публичное общество, акции и ценные бумаги которого, конвертируемые в акции, публично размещаются (путем открытой подписки) или публично обращаются на рынке ценных бумаг. (По старой терминологии, это – открытое акционерное общество.)

Правила о публичных обществах применяются также к акционерным

обществам, устав и фирменное наименование которых содержат указание на то, что общество является публичным.

В публичном акционерном обществе образуется коллегиальный орган управления общества, число членов которого не может быть менее пяти. Порядок образования и компетенция указанного коллегиального органа управления определяются законом об акционерных обществах и уставом публичного акционерного общества. (Ст. 97 ГК)

Обязанности по ведению реестра акционеров публичного акционерного общества и исполнение функций счетной комиссии осуществляются независимой организацией, имеющей предусмотренную законом лицензию. (Ст. 97 ГК)

В публичном акционерном обществе не могут быть ограничены количество акций, принадлежащих одному акционеру, их суммарная номинальная стоимость, а также максимальное число голосов, предоставляемых одному акционеру.

Уставом публичного акционерного общества не может быть предусмотрена необходимость получения чье-либо согласия на отчуждение акций этого общества. (Ст. 97 ГК)

Никому не может быть предоставлено право преимущественного приобретения акций публичного акционерного общества, (кроме случаев, выпуска дополнительных акций – Ст. 100 ГК).

Уставом публичного акционерного общества не может быть отнесено к исключительной компетенции общего собрания акционеров решение вопросов, не относящихся к ней в соответствии с настоящим Гражданским кодексом и законом об акционерных обществах. (Ст. 97 ГК)

Публичное акционерное общество обязано раскрывать публично информацию, предусмотренную законом:

- годовой отчет общества, годовую бухгалтерскую отчетность;
- проспект ценных бумаг общества в случаях, предусмотренных правовыми актами Российской Федерации;

- сообщение о проведении общего собрания акционеров в порядке, предусмотренном настоящим Федеральным законом;
- иные сведения, определяемые Банком России.

Учредители акционерного общества заключают между собой договор, определяющий порядок осуществления ими совместной деятельности по созданию общества, размер уставного капитала общества, категории выпускаемых акций и порядок их размещения, а также иные условия, предусмотренные законом об акционерных обществах. Договор о создании акционерного общества заключается в письменной форме.

Учредительным документом акционерного общества «Самотлорнефтегаз» является его устав, утвержденный учредителями. В уставе определяются наименование юридического лица, место его нахождения, порядок управления деятельностью юридического лица. А также устав содержит условия о категориях выпускаемых обществом акций, их номинальной стоимости и количестве; о размере уставного капитала общества; о правах акционеров; о составе и компетенции органов управления обществом и порядке принятия ими решений, в том числе о вопросах, решения по которым принимаются единогласно или квалифицированным большинством голосов. В уставе также содержатся иные сведения, предусмотренные законом об акционерных обществах.

Уставный капитал АО «Самотлорнефтегаз» составляет из номинальной стоимости акций общества, приобретенных акционерами. Уставный капитал (6315806.05 руб.) определяет минимальный размер имущества общества, гарантирующего интересы его кредиторов. Размер уставного капитала общества составляет не менее размера, предусмотренного законом об акционерных обществах. Акционерное общество «Самотлорнефтегаз» вправе по решению общего собрания акционеров увеличить или уменьшить уставный капитал путем увеличения или уменьшения номинальной стоимости акций или выпуска дополнительных акций. Увеличение уставного капитала акционерного общества допускается после его полной оплаты. Уменьшение уставного капитала общества

допускается после уведомления всех его кредиторов в установленном законом порядке.

Доля привилегированных акций в общем объеме уставного капитала АО «Самотлорнефтегаз» не превышает двадцать пять процентов.

Акционерное общество не вправе объявлять и выплачивать дивиденды до полной оплаты всего уставного капитала.

Если стоимость чистых активов акционерного общества меньше его уставного капитала и резервного фонда либо станет меньше их размера в результате выплаты дивидендов.

АО «Самотлорнефтегаз» обязано ежегодно публиковать для всеобщего сведения годовой отчет, бухгалтерский баланс, счет прибылей и убытков для проверки и подтверждения правильности годовой финансовой отчетности. Ежегодно привлекать профессионального аудитора, не связанного имущественными интересами с обществом или его участниками.

Порядок проведения аудиторских проверок деятельности акционерного общества определяется законом и уставом общества.

Акционерное общество может быть реорганизовано или ликвидировано добровольно по решению общего собрания акционеров. Акционерное общество вправе преобразоваться в общество с ограниченной ответственностью или в производственный кооператив, а также в некоммерческую организацию в соответствии с законом.

Высшим органом управления АО «Самотлорнефтегаз» является общее собрание его акционеров.

К исключительной компетенции общего собрания акционеров относятся:

– Изменение устава общества, в том числе изменение размера его уставного капитала;

– Избрание членов совета директоров (наблюдательного совета) и ревизионной комиссии (ревизора) общества и досрочное прекращение их полномочий;

– Образование исполнительных органов общества и досрочное прекращение их полномочий, если уставом общества решение этих вопросов не отнесено к компетенции совета директоров (наблюдательного совета);

– Утверждение годовых отчетов, бухгалтерских балансов, счетов прибылей и убытков общества и распределение его прибылей и убытков;

– Решение о реорганизации или ликвидации общества.

В Обществе не образован Совет директоров. Функции Совета директоров Общества осуществляет Общее собрание акционеров.

Руководство текущей деятельностью АО «Самотлорнефтегаз» осуществляется единоличным исполнительным органом – Генеральным директором.

#### 1.4 Характеристика структуры предприятия.

В теории под структурой понимается – состав и соотношение его внутренних звеньев: цехов, участков, отделов, лабораторий и других подразделений, составляющих единый хозяйственный объект. Различают общую, производственную и организационную структуру управления предприятием (приложение Б).

Организационная структура управления – это упорядоченная совокупность органов, управляющих деятельностью предприятия. Организационная структура предприятия зависит от масштаба и технического уровня производства. Для осуществления оперативного и конкретного руководства производством большое значение имеет установление наиболее рациональной структуры управления.

Организационная структура АО «Самотлорнефтегаз» является линейно-функциональной. Эта структура управления основывается 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 является повышение степени обособленности работников различных функциональных подразделений и служб, вынесение всех вопросов их взаимодействия на уровень руководителя организации (длительная процедура принятия решений, снижена ответственность, больше несогласованности в решениях). Организационная структура предприятия представлена в приложение Б.

Важным моментом анализа структуры хозяйствующего субъекта является характеристика отделов, департаментов, их взаимосвязей, согласованностей.

В «СНГ» выделяется основное производство, непосредственно связанное с изготовлением целевой продукции, вспомогательное, которое обеспечивает нормальные условия для бесперебойного выпуска продукции подразделениями основного производства, обслуживающее – выполняет функции транспортировки, хранения сырья, материалов.

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

Генеральный директор – это директор, возглавляющий управление предприятием. Он руководит всей деятельностью предприятия.

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, координирует 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 выполнение заданий всех видов производственной деятельности, координирует деятельность 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, анализирует выполнение установленных режимов и технических норм работы оборудования, координирует производственную деятельность всех подразделений предприятия, контролирует соблюдение графиков работ, определяет техники по рационализации производства, оформляет необходимую техническую документацию, участвует в разработке организационно-технических мероприятий, контролирует технический учёт работы оборудования, следит за работой диспетчерской службы предприятия.

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

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

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

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

Отдел автоматизации, метрологии и связи занимается организацией и функционированием информационно-вычислительной сети, ее перспективным развитием, максимальным использованием возможностей ЭВМ в управлении деятельности руководства и специалистов предприятия.

Особые функции в управлении производством нефтегазодобывающего управления выполняет 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 «СНГ» по планированию, управлению эффективностью деятельности и контролю, который осуществляет руководство работами по анализу и планированию производственно-хозяйственной деятельности предприятия, по наиболее полному и целесообразному использованию 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 – создание 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 в коллективе аппарата управления.

Отдел капитального строительства выдаёт заказ подрядным строительным организациям на проведение работ, контролирует ход работ и приём законченных строительством объектов; непосредственно руководит работами, осуществляемыми хозяйственным способом.

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

Отдел кадров подбирает и комплекзует 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.

Отдел материально-технического обеспечения осуществляет своевременное и качественное обеспечение всеми видами материалов, инструментов, запасных частей, оборудования и приборов, необходимых для выполнения плана и проведения мероприятий по улучшению условий труда.

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

- центральная инженерно-технологическая служба;

- нефтепромыслы;
- цех подготовки и перекачки нефти;
- цех поддержания пластового давления;
- цех канатных работ;
- база по эксплуатации и ремонту трубопроводов;
- цех ремонта трубопроводов;
- цех эксплуатации и обслуживания трубопроводов;
- цех по ликвидации последствий аварий;
- цех материально-технического обеспечения;

Службы капитального строительства и капитального ремонта

«Самотлор»: проектно-сметное бюро и отдел супервайзинга КС и КР.

Центрально-инженерная технологическая служба (ЦИТС) координирует работы основных цехов Общества, осуществляет круглосуточный оперативный контроль над выполнением 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 над 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 над состоянием оборудования - резервуаров, установок по подготовке нефти, отстойников, нефтенализов, 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 над работой нагнетательных скважин.

Цех ремонта трубопроводов (ЦРТ). Основной технологический процесс - ремонт и ревизия нефтепроводов и запорной арматуры, проведение гидравлических испытаний нефтепроводов, производство ремонтных работ и ликвидация последствий аварий на нефтепроводах.

Цех эксплуатации и обслуживанию трубопроводов (ЦЭиОТ). 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.

Проектно-сметное бюро (ПСБ). Основной технологический процесс - разработка проектно- сметной документации на подлежащие реконструкции и вновь строящиеся объекты на месторождении.

Маркшейдерско-геодезическая служба (МГС). Основной технологический процесс - топографические съемки и геодезические замеры местности с целью осуществления контроля над правильностью разработки месторождения, за выполнением требований по охране недр и наиболее полному извлечению нефти и газа.

Цех материально-технического обеспечения (ЦМТО). Основной технологический процесс - организация снабжения подразделений Общества материально-техническими ресурсами: материалами, оборудованием, инструментами, их доставка и хранение.

### 1.5 Отраслевые особенности функционирования организации.

Топливо-энергетический комплекс страны является 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 непосредственно 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.

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 является 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.

Нефтяная промышленность в настоящее время представлена 12 вертикально интегрированными компаниями (ВИНК), созданными в 90-е годы XX века. Вертикальная интеграция в нефтяной промышленности предусматривает производственное и организационное объединение в рамках единой собственности процессов, обеспечивающих поиск, разведку, строительство скважин, добычу нефти и газа, их переработку, а также транспортировку и сбыт продукции. Главными достоинствами подобной организации нефтяных компаний является возможность выхода на рынок конечной продукции, обеспечение преимуществ за счет концентрации и маневрирования капиталом, производственными мощностями, потоками сырья и готовой продукции, улучшение управляемости технологически взаимосвязанными процессами, получение доступа к надежным сырьевым источникам, минимизация рисков, связанных с реализацией крупных и капиталоемких проектов.

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

На территории автономного округа действуют 6 нефтеперерабатывающих предприятий: УПН и ПБ ОАО «Сургутнефтегаз»; УППН ОАО «Варьеганнефть», ОАО «НК «Русснефть»; Красноленинский НПЗ, ОАО «НК «Роснефть»; УППН ТПП «Урайнефтегаз», ОАО НК «ЛУКОЙЛ»; ООО «Нижевартовское нефтеперерабатывающее объединение», УППН ТПП «Когалымнефтегаз», ОАО «НК «ЛУКОЙЛ».

Основную долю (84,1%) в общем объеме выпускаемых нефтепродуктов

занимает продукция ООО «Нижневартовское нефтеперерабатывающее объединение». Нефтеперерабатывающими предприятиями Югры в 2016 году было переработано около 6,0 млн. тонн нефти, и произведено 1,8 млн. тонн нефтепродуктов, глубина переработки составила 30,4%.

Основную долю в общем объеме переработки попутного нефтяного газа занимают УПГ ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Нижневартовский ГПК», ООО «Белозерный ГПК». Эти предприятия перерабатывают около 68% от общего объема попутного нефтяного газа, перерабатываемого в автономном округе.

В 2016 году газоперерабатывающими предприятиями было переработано 24,3 млрд. куб. м попутного нефтяного газа. Глубина переработки составит 88,2%. Уровень использования попутного нефтяного газа увеличился по отношению к уровню 2015 года на 0,9% и составил 94,2%. Это связано с вводом новых объектов производственной инфраструктуры, способствующих повышению уровня рационального использования попутного нефтяного газа.

ОАО «Газпром нефть» и ПАО «СИБУР» в сентябре 2015 ввели в эксплуатацию Южно-Приобский газоперерабатывающий завод (далее - Южно-Приобский ГПЗ). Мощность переработки Южно-Приобского ГПЗ - 900 млн. куб. м попутного нефтяного газа в год. Численность работающих - 250 человек. Объем инвестиций - 14,7 млрд. рублей.

Южно-Приобский ГПЗ ежегодно производит 350 тыс. тонн широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и 750 млн. куб. м сухого отбензиненного газа - ценного сырья для газохимической промышленности. Коэффициент извлечения целевых компонентов на Южно-Приобском ГПЗ превысил 95%, что соответствует современным мировым требованиям.

Деятельность Южно-Приобского ГПЗ направлена на повышение полезного и Открытие Южно-Приобского ГПЗ стало одним из итогов реализации постановления Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 года N 7 "О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на

факельных установках". С выходом Южно-Приобского ГПЗ на проектную мощность уровень использования попутного нефтяного газа в округе составит свыше 95%. Сургутский завод по стабилизации газового конденсата им. В.С.Черномырдина ООО «Газпром переработка» (далее - Сургутский ЗСК) остается лидером по объему производства светлых нефтепродуктов. За 2016 год заводом было переработано 9,0 млн. тонн газового конденсата, глубина переработки составила 99,8%.

В декабре 2014 года на Сургутском ЗСК запущена в эксплуатацию установка стабилизации конденсата N 3 (УКС-3), которая позволит увеличить проектные перерабатывающие мощности завода с 8 до 12 млн. тонн в год. В декабре 2014 года на заводе приступили к строительству установки по осушке пропановой фракции от метанола, что позволит улучшить качество товарного пропана технического, который используется для коммунально-бытовых нужд и в качестве моторного топлива для заправки автомобилей.» (Г.Ф.Бухтин, 2015)

Динамика производства продукции, выпускаемой нефтегазоперерабатывающими предприятиями, представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1. - Динамика производства продукции по ХМАО-Югре

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Бензин автомобильный, млн. тонн	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,6
Дизельное топливо, млн. тонн	1,0	1,0	1,3	1,4	1,4	1,4
ШФЛУ, млн. тонн	5,6	5,5	5,6	6,0	6,1	6,1
Сжиженный газ, млн. тонн	1,4	1,8	1,9	1,9	2,1	1,9
Сухой газ, млн. куб. м	19,8	20,3	21,5	21,9	21,4	21,3

## 1.6 СВOT (SWOT)-анализ.

SWOT-анализ - это одна из важнейших диагностических процедур. Кроме того ее нужно рассматривать как важную для любой организации бизнес-технологии, технологию оценки состояния, незадействованных ресурсов предприятия и угроз деятельности. В общем виде он, как правило, служит для

выявления сильных и слабых сторон предприятия. Но важной частью SWOT-анализа является не только оценка сильных и слабых сторон предприятия (возможностей и угроз), но также и выводы о необходимости тех или иных стратегических мероприятий.

Сила - это то, в чем предприятие преуспело. Она может заключаться в навыках, опыте работы, ресурсах, достижениях (лучший товар, совершенная технология, лучшее обслуживание клиентов, узнаваемость товарной марки).

Слабость - это отсутствие чего-то важного в функционировании компании, того, что ей не удастся (в сравнении с другими компаниями). Когда сильные и слабые стороны выявлены, происходит их оценка.

С точки зрения формирования стратегии сильные стороны предприятия важны, поскольку они могут быть использованы как основа антикризисной стратегии. Если их недостаточно, менеджеры предприятия должны срочно создать базу, на которой эта стратегия основывается. В то же время успешная антикризисная стратегия направлена на устранение слабых сторон, которые способствовали кризисной ситуации.

Также на определение антикризисной стратегии влияет своевременное определение возможностей и угроз.

Возможности – факторы внешней среды, которые могут обеспечить потенциальную прибыльность предприятия.

Угрозы – факторы внешней среды, имеющие отрицательное воздействие на предприятие.

Анализ возможностей и угроз покажет, какие стратегические изменения надо предпринять. При проведении SWOT-анализа необходимо упираться на факторы внутренней и внешней среды.

К факторам внешнего воздействия можно отнести:

- 1) Среда косвенного воздействия:
  - Природно-климатическая среда;
  - Политическая (правовая) среда;

- Экономическая среда;
- Социально-демографическая среда;
- Сфера научно технического прогресса.

2) Среда прямого воздействия:

- Потребители;
- Поставщики;
- Конкуренты.

Под внутренней средой подразумевают положительные и отрицательные факторы, сформированные внутри организации.

Внутренняя среда так же делится:

1) Факторы прямого воздействия:

- Продукты;
- Услуги.

2) Факторы косвенного воздействия:

- Потенциал организации.

Рассмотрим наглядную схему взаимодействия внутренней и внешней среды при проведении SWOT-анализа в рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 - Взаимодействие факторов внутренней и внешней среды

После того как составлен конкретный список слабых и сильных, а также угроз и возможностей, наступает этап установления связей между ними. Для установления этих связей составляется SWOT-анализ, представленный в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - SWOT-анализ АО «Самотлорнефтегаз»

Сильные стороны:	Угрозы:
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокие стандарты корпоративного управления и высокая репутация.</li> <li>2. Использование передовых методов и технологий разведки и добычи нефти.</li> <li>3. Высокий инвестиционный потенциал</li> <li>4. Устойчивое финансовое положение</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность введения новых санкций влияющих на уменьшение прибыли.</li> <li>2. Неустойчивая финансово-экономическая политика государства.</li> <li>3. Имеется тенденция к снижению цен на нефть.</li> </ol>
Слабые стороны:	Возможности:
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокие затраты на добычу нефти.</li> <li>2. Тенденции снижения уровня добычи нефти и высокий уровень обводненности продукции.</li> <li>3. Недобросовестные подрядные организации.</li> <li>4. Снижение уровня рентабельности.</li> <li>5. Сильное истощение разведанных месторождений.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Появление новых технологий добычи нефти на трудноизвлекаемых месторождениях под влиянием НТП.</li> <li>2. Благоприятная финансово-экономическая политика государства в отношении нефтегазовых компаний</li> <li>3. Поддержка компаний со стороны государства, работающих с трудноизвлекаемыми запасами нефти.</li> <li>4. Ослабление санкционного давления на мировом рынке</li> </ol>

Таким образом, перспективной для развития предприятия АО «СНГ» является стратегия концентрированного роста, направленная на повышение дебита и сохранения его.

## 2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ».

#### 2.1 Анализ производственно-хозяйственной деятельности.

Анализ производственно-хозяйственной деятельности является 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» является:
- Добыча нефти и попутного нефтяного газа;
- Разработка месторождений;
- Реализация нефти и попутного нефтяного газа.

Таблица 2.1 - Динамика добычи нефти и попутного газа АО «Самотлорнефтегаз» за 2014-2016 года

Показатель	Объемы добываемого сырья, тыс. тонн					Темп роста (снижения),%	
	2014	2015	2016	Изменение (+,-)		2015/ 2014	2016/ 2015
				2015/ 2014	2016/ 2015		
Добыча нефти тыс. тонн	22 997,04	22 042,24	21 155,64	-954,8	-886,6	95,85	95,98
Добыча газа	5,2	5,12	5,17	- 0,08	0,05	98,46	100,98

Из выше представленных данных мы видим, что к концу 2015 года произошло снижение добычи нефти на 4,15% по сравнению с 2014 годом. Это может являться следствием снижения цен на нефть в прошлом году. В 2016 году темп роста добытой нефти увеличился на 0,13%, но объемы добычи все также имеют тенденцию к спаду. Это является следствием того что цены на нефть все еще малы. В период с 2014 по 2015 год произошло снижение добычи на 1,54%.

Это говорит об уменьшении объемов экспортируемого сырья. В 2016 году добыча газа увеличилась на 0,05 млрд. м<sup>3</sup> и составила 5,17 млрд.м<sup>3</sup>, что на 0,98% выше показателя предыдущего периода.

## 2.2 Анализ состава и структуры баланса.

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 установить основные показатели, характеризующие производственно-хозяйственную деятельность предприятия:

- 1) стоимость имущества предприятия, общий итог баланса;
- 2) иммобилизованные 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:

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

Где,

$T_{п}$  - темп изменения прибыли;

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

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

Таблица 2.2 - Темпы изменения активов, выручки и прибыли

АО «Самотлорнефтегаз»

В процентах (%)

Показатель	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Темп изменения прибыли	122,19	106,41	172,81
Темп изменения выручки	162,35	95,5	114,11
Темп изменения активов	86,94	109,6	185,79

В 2014 году 122,19% < 162,35% > 86,94% < 100% темп изменения прибыли меньше темпа изменения выручки. Это может быть связано с повышением себестоимости продукции. Темп изменения выручки больше темпа изменения активов. Это может свидетельствовать об эффективном использовании ресурсов. В 2015 году 106,41% > 95,5% < 109,6% > 100%; в 2016 году 172,81 > 114,11% < 185,79% > 100%. Если темп роста (прироста) прибыли и выручки больше темпа роста (прироста) активов, то использование активов в текущем периоде более эффективно. Проведем анализ динамики и структуры активов предприятия.

Таблица 2.3 - Динамика активов АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2014	2015	2016	Изменение (+,-)		2015/ 2014	2016/ 2015
				2015/ 2014	2016/ 2015		
1. Внеоборотные активы	82 255 429	100 771 593	139 610 414	18 516 164	38 838 821	122,51	138,54
2. Оборотные активы	62 758 838	58 160 378	155 667 034	- 4 598 460	97 506 656	92,67	267,65
АКТИВЫ - всего	145 014 267	158 931 971	295 277 448	13 917 704	136 345 477	109,6	185,79

Таблица 2.4 - Структура активов АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб	Удельный вес актива, %
----------------	------------------------------	------------------------

	2014	2015	2016	2014	2015	2016	Изменение +,-	
							2015/ 2014	2016/ 2015
1. Внеоборотные активы	82 255 429	100 771 593	139 610 414	56,72	63,41	47,28	6,69	-16,13
2. Оборотные активы	62 758 838	58 160 378	155 667 034	43,28	36,59	52,72	-6,69	16,13
АКТИВЫ - всего	145 014 267	158 931 971	295 277 448	100	100	100	-	-

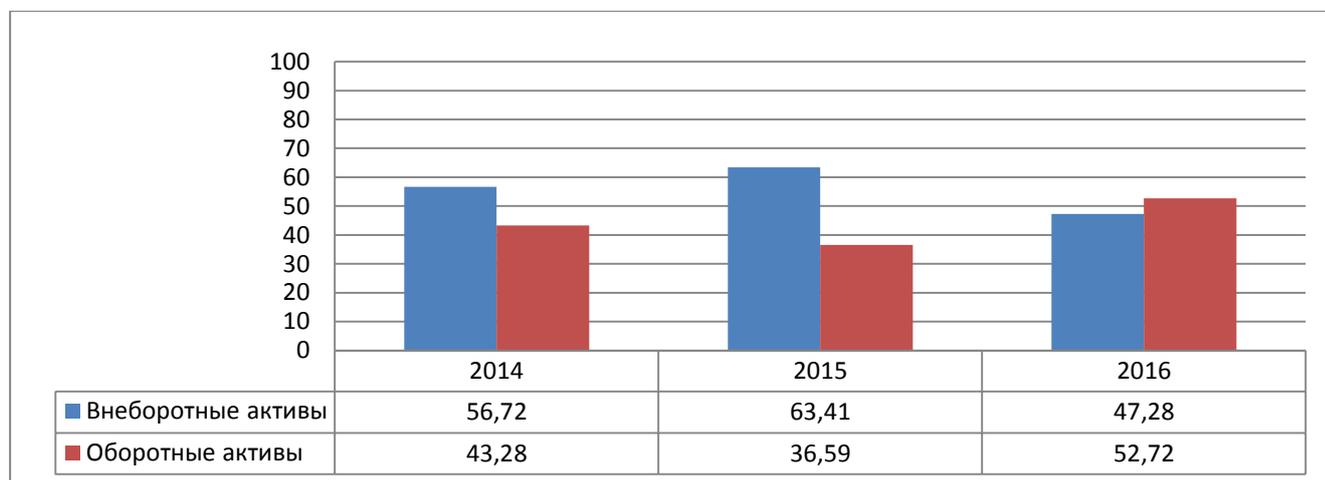


Рисунок 2.1 - Структура и динамика активов

АО «Самотлорнефтегаз»

Из таблиц 2.3 и 2.4 можно увидеть, что большую долю в общей величине активов в период с 2015-2016 года имеют внеоборотные активы. Их доля составляла в 2014 году 56,72%; в 2015 году 63,41%. Однако в 2016 году доля оборотных активов превысила долю внеоборотных активов и составила 52,72%. Чем выше доля оборотных активов (и, соответственно, ниже доля внеоборотных), тем больше организация может привлекать краткосрочного финансирования (краткосрочных кредитов и займов, отсрочек платежа поставщикам и т.п.) без ущерба для своей финансовой устойчивости.

В целом активы имеют постоянный рост. В 2015 году по отношению к 2014 году активы увеличились на 13 917 704 тыс.руб. А к концу 2016 года они выросли на 136 345 477 тыс.руб. свидетельствует о наращении капитала организации в процессе осуществления его деятельности. Для того чтобы проанализировать динамику иммобилизованной части имущества рассмотрим

таблицы 2.5. и 2.6.

Таблица 2.5 - Динамика внеоборотных активов АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2014	2015	2016	Изменение (+,-)		2015/ 2014	2016/ 2015
				2015/ 2014	2016/ 2015		
1. Нематериальные активы	20 414	506 090	5 145 892	485 676	4 639 802	2479,13	1017
2. Основные средства	78 137 423	79 184 657	116 948 248	1 047 234	37 763 591	101,34	147,69
3. Финансовые вложения	40 840	13 138 840	13 935 194	13 098 000	796 354	32171,5	106,06
4. Нематериальные поисковые активы	-	4 660 609	36	4 660 609	-4 660 573	0	0,001
5. Отложенные налоговые активы	2630 299	1 900 716	1 875 358	- 729 583	-25 358	72,26	98,67
6. Прочие внеоборотные активы	1 426 453	1 380 681	1 705 686	- 45 772	325 005	96,79	123,54
<b>ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ - всего</b>	<b>82 255 429</b>	<b>100 771 593</b>	<b>139 610 414</b>	<b>18 516 164</b>	<b>38 838 821</b>	<b>122,51</b>	<b>138,54</b>

Таблица 2.6 - Структура внеоборотных активов АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	Изменение (+,-)	
							2015/ 2014	2016/ 2015
1. Нематериальные активы	20 414	506 090	5 145 892	0,03	0,5	3,69	0,47	3,19
2. Основные средства	78 137 423	79 184 657	116 948 248	94,99	78,58	83,77	-16,41	5,19
3. Финансовые вложения	40 840	13 138 840	13 935 194	0,05	13,04	9,98	12,99	-3,06
4. Нематериальные поисковые активы	-	4 660 609	36	-	4,62	0,00	4,62	-4,62
5. Отложенные налоговые активы	2 630 299	1 900 716	1 875 358	3,2	1,89	1,34	-1,31	-0,55
6. Прочие внеоборотные активы	1 426 453	1 380 681	1 705 686	1,73	1,37	1,22	-0,36	-0,15
<b>ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ - всего</b>	<b>82 255 429</b>	<b>100 771 593</b>	<b>139 610 414</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Из выше представленных таблиц мы можем увидеть то, что наибольшую долю в внеоборотных активах имеют основные средства. В 2014 году их доля составила 94,99%; в 2015 году их доля снизилась на 16,41%, а в 2016 году по сравнению с 2015 годом выросла на 5,19%. При этом, их стоимость постоянно увеличивается. В 2014 году они имели сумму 78 137 423 тыс.руб., в 2015 году они увеличились на 1 047 234 тыс.руб., в 2016 году по сравнению с 2015 они увеличились на 37 763 591 тыс.руб., что может быть связано с вводом нового оборудования.

В 2014-2015 годах резко возросла доля финансовых вложений. Они выросли с 0,05% до 13,04. В 2016 году они снизились на 3,6%. Это связано с резким повышением их стоимости. В период с 2014 по 2013 году они выросли с 40 840 до 13 138 840 тыс.руб. Рост составил 32 171,5% говорит об увеличении числа инвестиций и удачно сделанных вложениях. Проведем оценку динамики изменения оборотных активов для АО «Самотлорнефтегаз».

Таблица 2.7 - Динамика оборотных активов АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Темп роста (снижения),%	
	2014	2015	2016	Изменение (+,-)		2015/ 2014	2016/ 2015
				2015/ 2014	2016/ 2015		
1. Запасы	1 415 770	1 982 098	4 708 640	566 328	2 726 542	140,00	237,56
2. НДС по приобретенным ценностям	2 140 833	1 511 657	1 958 225	-629 176	446 568	70,61	129,54
3. Дебиторская задолженность	59 175 269	54 648 006	148 996 394	-4 527 263	94 348 388	92,35	272,65
4. Денежные средства	9 031	337	1 582	-8 694	1 245	3,73	469,44
5. Прочие оборотные активы	17 935	18 280	2 193	345	-16 087	101,92	11,99
<b>ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ - всего</b>	<b>62 758 838</b>	<b>58 160 378</b>	<b>155 667 034</b>	<b>-4 598 460</b>	<b>97 506 656</b>	<b>92,67</b>	<b>267,65</b>

Таблица 2.8 - Структура оборотных активов АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	Изменение (+,-)	
							2015/ 2014	2016/ 2015
1. Запасы	1 415 770	1 982 098	4 708 640	2,26	3,41	3,02	1,15	-0,39



1. Собственный капитал	82 792 564	113 647 013	223 471 812	30 854 449	109 824 799	137,27	196,64
2. Заемные средства	62 221 703	45 284 958	71 805 636	-16 936 745	26 520 678	72,78	158,56
ПАССИВ - всего	145 014 267	158 931 971	295 277 448	13 917 704	136 345 477	109,6	185,79

Таблица 2.10 - Структура пассива АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	Изменение (+,-)	
							2015/ 2014	2016/ 2015
1. Собственный капитал	82 792 564	113 647 013	223 471 812	57,09	71,51	75,68	14,42	4,18
2. Заемные средства	62 221 703	45 284 958	71 805 636	42,91	28,49	24,31	-14,42	-4,18
ПАССИВ - всего	145 014 267	158 931 971	295 277 448	100	100	100	-	-



Рисунок 2.2 - Динамика изменений размеров собственного и заемного капитала в АО «Самотлорнефтегаз»

Из выше представленных данных, мы видим, что большую долю в пассивах имеет собственный капитал, при этом, его доля постоянно увеличивается. В период с 2014-2015 года его доля увеличилась на 14,42%, а в 2016 году на 4,18%. Заемный капитал имеет обратную динамику.

Проведем анализ структуры собственного капитала АО «Самотлорнефтегаз».

Таблица 2.11 - Динамика собственного капитала АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб				Темп роста (снижения), %	
	2014	2015	2016	Изменение (+,-)	2015/ 2014	2016/ 2015

				2015/ 2014	2016/ 2015	2014	2015
1. Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	4 535	4 535	6 316	0	1 781	100	139
2. Переоценка внеоборотных активов	496 562	437 319	433 664	-59 243	-3 655	88	99
3. Добавочный капитал (без переоценки)	1 709 458	1 709 458	58 213 977	0	56 504 519	100	3405
4. Резервный капитал	1 134	1 134	1 134	-1 134	0	100	100
5. Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	80 580 875	111 494 567	164 816 721	30 913 692	53 322 154	138	148
Итого	82 792 564	113 647 013	223 471 812	30 854 449	109 824 799	137	197

Таблица 2.12 - Структура собственного капитала АО «Самотлорнефтегаз».

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	Изменение +,-	
							2015/ 2014	2016/ 2015
1. Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд)	4 535	4 535	6 316	0,00	0,00	0,00	0	0
2. Переоценка внеоборотных активов	496 562	437 319	433 664	0,7	0,39	0,2	-0,31	-0,19
3. Добавочный капитал	1 709 458	1 709 458	58 213 977	2,06	1,5	26,05	-0,56	24,55
4. Резервный капитал	1 134	1 134	1 134	0,00	0,00	0,00	0	0
5. Нераспределенная прибыль	80 580 875	111 494 567	164 816 721	97,33	98,11	73,75	0,78	-24,36
Итого	82 792 564	113 647 013	223 471 812	100	100	100	-	-

Наибольший удельный вес в структуре собственного капитала имеет нераспределенная прибыль. В период с 2014 по 2015 год ее доля выросла на 0,78%, однако в 2016 году произошло резкое снижение ее доли на 24,36%. При этом ее стоимость постоянно увеличивается. в 2015 году она увеличилась на 30 913 692 тыс.руб., а в 2016 на 53 322 154 тыс.руб. Снижение доли нераспределенной прибыли связано с ростом удельного веса добавочного капитала. В период с 2015 по 2016 год его доля выросла на 24,55%. А стоимость увеличилась на 56 504 519 тыс.руб. Рассмотрим динамику и структуру заемного капитала предприятия.

Таблица 2.13 - Динамика заемного капитала АО «Самотлорнефтегаз»

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

						(снижения),%	
	2014	2015	2016	Изменение (+,-)		2015/ 2014	2016/ 2015
				2015/ 2014	2016/ 2015		
1. Долгосрочные обязательства	13 181 200	14 327 418	18 298 369	1 146 218	3 970 951	108,7	127,72
2. Краткосрочные обязательства	49 040 503	30 957 540	53 507 267	-18 082 963	22 549 727	63,13	172,84
Всего	62 221 703	45 284 958	71 805 636	-16 936 745	26 520 678	72,78	158,56

Таблица 2.14 - Структура заемного капитала АО «Самотлорнефтегаз»

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	Изменение (+,-)	
							2015/ 2014	2016/ 2015
1. Долгосрочные обязательства	13 181 200	14 327 418	18 298 369	21,18	31,64	25,48	10,46	-6,16
2. Краткосрочные обязательства	49 040 503	30 957 540	53 507 267	78,82	68,36	74,52	-10,46	6,16
Всего	62 221 703	45 284 958	71 805 636	100	100	100	-	-

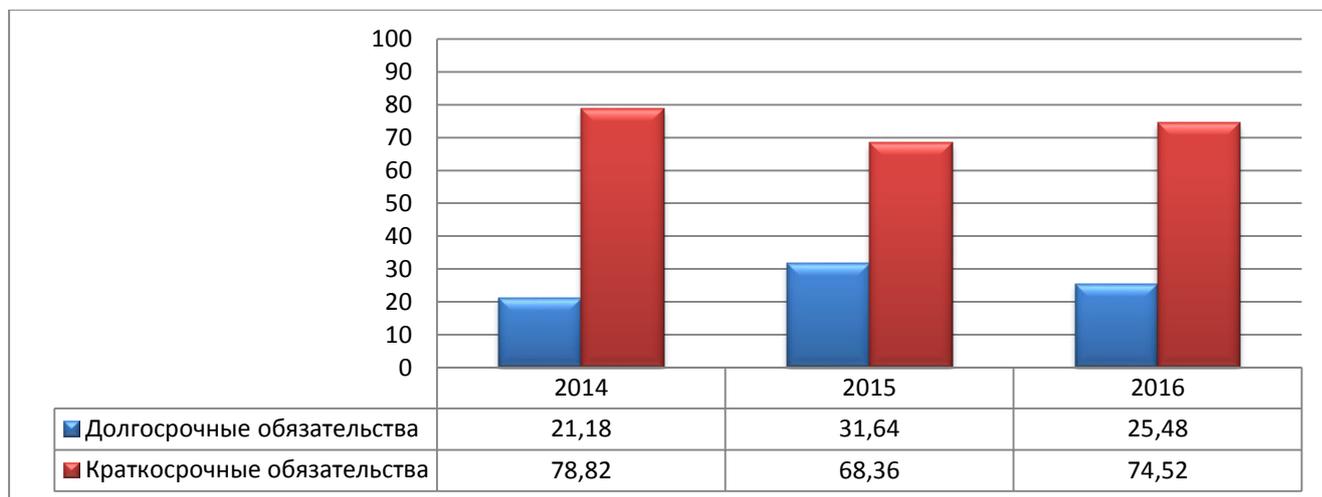


Рисунок 2.3 - Динамика в структуре заемного капитала АО «Самотлорнефтегаз»

Наибольшую долю в структуре заемного капитала имеют краткосрочные

обязательства. В 2014 году их доля составила 78,82%, однако в 2015 году произошло резкое снижение на 10,46%, но в 2016 году доля увеличилась на 6,16%. Долгосрочные обязательства имеют обратную динамику.

### 2.2.2. Анализ финансовой устойчивости предприятия.

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

Абсолютные показатели финансовой устойчивости:

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.

Таблица 2.15 – Абсолютные показатели финансовой устойчивости

АО «Самотлорнефтегаз»

В тыс. руб.

Показатель	2014	2015	2016	Изменение(+,-)	
				2015/ 2014	2016/ 2015
1. Наличие собственных оборотных средств на конец расчетного периода (СОС)	537 135	12 875 420	83 861 398	12338285	70985978
2. Наличие собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов (КФ)	13 718 335	27 202 838	102 159 767	13484503	74956929
3. Общая величина основных источников	62 758 838	58 160 378	155 667 034	-4598460	97506656

формирования запасов и затрат (ВИ)					
------------------------------------	--	--	--	--	--

Общая величина основных источников формирования запасов и затрат (ВИ) за 2015 год меньше чем за 2014, это связано с уменьшением суммы краткосрочных обязательств в 2015 году.

Таблица 2.16 - Показатели обеспеченности запасов источниками формирования АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2014	2015	2016	Изменение(+,-)	
				2015/ 2014	2016/ 2015
1. Излишек (+) или недостаток (-) СОС (ΔСОС)	-878 635	10 893 322	79 152 758	11 771 957	68 259 436
2. Излишек или недостаток собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов (ΔСД)	12 302 565	25 220 740	97 451 127	12 918 175	72 230 387
3. Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников покрытия запасов (ΔОИ)	61 343 068	56 178 280	150958394	-5164788	94780114

Из таблицы 2.16 можно сделать следующие выводы. В 2014 году АО «Самотлорнефтегаз» имел нормальную финансовую устойчивость ( $M = (0,1,1)$   $\Delta СОС < 0$ ,  $\Delta СД \geq 0$ ,  $\Delta ОИ \geq 0$ ). Запасы финансировались за счет собственных оборотных средств и долгосрочных обязательств (долгосрочные кредиты и займы). АО «Самотлорнефтегаз» имел нормальную платежеспособность, рационально использовал заемные средства, имел высокую доходность текущей деятельности. В 2015 по 2016 года АО «Самотлорнефтегаз» имеет 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.

Относительные показатели финансовой устойчивости:

Одна из основных характеристик финансово-экономического состояния

предприятия - степень зависимости от кредиторов и инвесторов. Владельцы предприятия заинтересованы в минимизации собственного капитала и в максимизации заемного капитала в финансовой структуре организации. Заемщики оценивают устойчивость предприятия по уровню собственного капитала и вероятности банкротства.

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

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. 2.14

Таблица 2.17 - Относительные показатели финансовой устойчивости

АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2014	2015	2016	Изменение(+,-)	
				2015/ 2014	2016/ 2015
1. Коэффициент соотношения заемных и собственных средств (Кз/с)	0,75	0,4	0,32	-0,35	-0,08
2. Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств (Кд/к)	3,72	2,16	2,92	-1,56	0,76
3. Коэффициент маневренности (Км)	0,01	0,11	0,38	0,1	0,28
4. Коэффициент обеспеченности собственными средствами (Ко)	0,01	0,22	0,54	0,21	0,32

Коэффициент соотношения заемных и собственных средств на 2014 год находится выше максимальной отметки  $Kз/С > 0,7$  и составил 0,75. Превышение указанной границы означает зависимость предприятия от внешних источников средств, потерю финансовой устойчивости (автономности). В 2015 и в 2016 годах данный коэффициент составил 0,4 и 0,32 соответственно. Эти значения меньше верхней границы 0,7. Чем ниже значение показателя, тем выше финансовая устойчивость и независимость предприятия от заемного капитала и обязательств.

Коэффициент соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств испытывает следующую динамику. В 2014 году он составил 3,72, в 2015 он снизился на 1,56. В 2016 произошел рост данного показателя на 0,76 и составил 2,92. 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 испытывает динамику к росту. В 2014 году он составил 0,01, что не меньше нижней границы 0,2. Однако в 2015 году показатель вырос на 0,1, но все равно не дотягивает до нижней границы. В 2016 году показатель вырос на 0,28 и составил 0,38, что входит в необходимый интервал:  $Kм = 0,2... 0,5$ . Чем ближе значение показателя к верхней границе, тем больше возможность финансового маневра у предприятия.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами так же испытывает динамику к росту. Он вырос с 0,01 до 0,54. Это означает, что с каждым годом в период от 2014-2016 года финансовое состояние предприятия улучшается, у него появилось больше возможностей проведения независимой финансовой политики.

### 2.2.3. Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия.

Платежеспособность предприятия определяется его возможностью и способностью своевременно и полностью выполнять платежные обязательства, вытекающие из торговых, кредитных и иных операций денежного характера.

Платежеспособность влияет на формы и условия коммерческих сделок, в том числе на возможность получения кредита.

Ликвидность предприятия определяется наличием у него ликвидных средств, к которым относятся наличные деньги, денежные средства на счетах в банках и легко реализуемые элементы оборотных ресурсов. Ликвидность отражает способность предприятия в любой момент совершать необходимые расходы. Главная задача оценки ликвидности баланса - определить величину покрытия обязательств предприятия его активами, срок превращения которых в денежную форму (ликвидность) соответствует сроку погашения обязательств.

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

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

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

А1 – высоколиквидные активы (денежные средства + краткосрочные финансовые вложения);

А2 – активы средней скорости реализации (краткосрочная дебиторская задолженность (до 12 месяцев) + прочие оборотные активы);

А3 – медленно реализуемые активы (запасы, долгосрочная дебиторская задолженность (свыше 12 месяцев), НДС по приобретенным ценностям,);

А4 – трудно реализуемые активы (внеоборотные активы).

Группировка пассивов происходит по степени срочности их возврата:

П1 – наиболее срочные обязательства (кредиторская задолженность);

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

П3 – долгосрочные обязательства;

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

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

$$A1 \geq П1, A2 \geq П2, A3 \geq П3, A4 \leq П4. \quad (2)$$

Необходимым условием абсолютной ликвидности баланса является выполнение первых трех неравенств. Четвертое неравенство носит так называемый балансирующий характер. Если любое из неравенств имеет знак, противоположный зафиксированному в оптимальном варианте, то ликвидность баланса отличается от абсолютной.

Теоретически недостаток средств по одной группе активов компенсируется избытком по другой, но на практике менее ликвидные средства не могут заменить более ликвидные.

Сопоставление  $A1 - П1$  и  $A2 - П2$  позволяет выявить текущую ликвидность предприятия, что свидетельствует о платежеспособности (неплатежеспособности) в ближайшее время. Сравнение  $A3 - П3$  отражает перспективную ликвидность. На ее основе прогнозируется долгосрочная ориентировочная платежеспособность.

Таблица 2.18 - Сравнение групп активов и пассивов за 2014 год

АО «Самотлорнефтегаз»

Актив	2014	Пассив	2014	Абсолютное отклонение, (+,-)	Степень покрытия,%	
A1	9031	П1	32911963	-32902932	A1/П1	0,00
A2	59193204	П2	13797 368	45395836	A2/П2	4,29
A3	3556603	П3	13181200	-9624597	A3/П3	0,27
A4	82255429	П4	85123736	-2868307	A4/П4	0,97

Таблица 2.19 - Сравнение групп активов и пассивов за 2015год

АО «Самотлорнефтегаз»

Актив	2015	Пассив	2015	Абсолютное отклонение (+,-)	Степень покрытия,%	
A1	337	П1	28788347	-28788010	A1/П1	0,00
A2	54666286	П2	-	54666286	A2/П2	0
A3	3493755	П3	14327418	-10833663	A3/П3	0,24

A4	100771593	П4	115816206	-15044613	A4/П4	0,87
----	-----------	----	-----------	-----------	-------	------

Таблица 2.20 - Сравнение групп активов и пассивов за 2016 год

АО «Самотлорнефтегаз»

Актив	2016	Пассив	2016	Абсолютное отклонение (+,-)	Степень покрытия,%	
A1	1582	П1	50821537	-50819955	A1/П1	0,00
A2	148998587	П2	-	148998587	A2/П2	0
A3	6666865	П3	18298369	-11631504	A3/П3	0,36
A4	139610414	П4	226157542	-86547128	A4/П4	0,62

Мы видим, что в анализируемый период не выполняется первое неравенство  $A1 \geq П1$ . Но, как видим, выполняется второе условие  $A2 \geq П2$ . Это свидетельствует о том, что предприятие в ближайшее время платежеспособно. Однако, третье условие  $A3 \geq П3$  не выполняется. Это говорит о невозможности прогнозирования платежеспособности. Четвертое условие  $A4 \leq П4$  выполняется. Это свидетельствует о наличии собственных оборотных средств у предприятия. У предприятия достаточно краткосрочной дебиторской задолженности для погашения среднесрочных обязательств.

Проведем оценку 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, ко-

ээффициент быстрой ликвидности - для банков, коэффициент текущей ликвидности - для инвесторов.

Таблица 2.21 - Относительные показателей ликвидности и платежеспособности  
АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2014	2015	2016	Изменение(+,-)	
				2015/ 2014	2016/ 2015
1. Коэффициент текущей ликвидности	1,28	1,88	2,91	0,6	1,03
2. Коэффициент быстрой (срочной) ликвидности	1,21	1,77	2,78	0,56	1,01
3. Коэффициент абсолютной ликвидности	0,00018	0,00001	0,00003	-0,00017	0,00002

Коэффициент текущей ликвидности (К<sub>тл</sub>) испытывает динамику к росту.  $1 \geq \text{К}_{тл} \leq 2$  - нижняя граница указывает на то, что оборотных средств должно быть достаточно, чтобы покрыть свои краткосрочные обязательства. В 2014 году он составил 1,28, в 2015 вырос на 0,6, а в 2016 году находится выше нормативного значения 2 и составляет 2,91, что говорит о том, что предприятие в полной мере обеспечено собственными средствами для ведения хозяйственной деятельности и своевременного погашения срочных обязательств. Превышение оборотных активов над краткосрочными обязательствами более чем в два раза считается нежелательным, поскольку это свидетельствует о нерациональном вложении своих средств и неэффективном их использовании.

Коэффициент быстрой ликвидности (К<sub>бл</sub>) в 2014 году составлял 1,21, в 2015 году он вырос на 0,56, в 2016 году вырос на 1,01 и составил 2,78, что больше единицы, следовательно, у АО «Самотлорнефтегаз» хорошее финансовое положение.

В период с 2014-2016 года коэффициент абсолютной ликвидности изменился с 0,00018 до 0,00003. Значение коэффициента абсолютной ликвидности оказалось ниже допустимого, что говорит о том, что предприятие не в полной мере обеспечено средствами для своевременного погашения наиболее срочных обязательств за счет наиболее ликвидных активов.

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

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

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. Можно также использовать данные баланса на конец года.

Таблица 2.22 - Оценка деловой активности АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2014	2015	2016	Изменение(+,-)	
				2015/ 2014	2016/ 2015
1. Оборачиваемость совокупного капитала	1,9	1,86	1,42	-0,04	-0,44
2. Оборачиваемость текущих активов	3,95	4,68	3,02	0,73	-1,66

(оборачиваемость оборотных активов)					
3. Оборачиваемость собственного капитала	3,71	2,88	1,92	-0,83	-0,96
4. Оборачиваемость материальных запасов (запасов и затрат)	83,46	80,27	63,55	-3,19	-16,72
5. Оборачиваемость дебиторской задолженности	4,14	4,97	3,17	0,83	-1,8
6. Оборачиваемость кредиторской задолженности	6,46	9,17	8,11	2,71	-1,06
7. Оборачиваемость денежных средств	8398,35	60409	336503,59	52010,65	276094
8. Фондоотдача основных средств	3,79	3,57	2,76	-0,22	-0,81
9. Производственный цикл	4,37	4,55	5,74	0,18	1,19
10. Продолжительность операционного цикла	92,53	77,99	120,88	-14,54	42,89
11. Продолжительность финансового цикла	36,03	38,19	75,87	2,16	37,68

$$\text{Помз} = 365 / \text{Комз} \quad (3)$$

Где,

Помз – Период оборачиваемости материальных запасов (запасов и затрат)

Комз – оборачиваемость материальных запасов

$$\text{Подз} = 365 / \text{Кодз} \quad (4)$$

Подз - Период оборачиваемости дебиторской задолженности

Кодз - Оборачиваемость дебиторской задолженности

$$\text{Покз} = 365 / \text{Кокз} \quad (5)$$

Покз - Период оборачиваемости кредиторской задолженности

Кокз - Оборачиваемость кредиторской задолженности

Таблица 2.23 - Показатели периода оборачиваемости АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2014	2015	2016
1. Период оборачиваемости материальных запасов (запасов и затрат)	4,37	4,55	5,74
2. Период оборачиваемости дебиторской задолженности	88,16	73,44	115,14
3. Период оборачиваемости кредиторской	56,5	39,8	45,01

Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала испытывает небольшое снижение. В 2014 году он составлял 1,9. В 2015 году он снизился на 0,04, а в 2016 году на 0,44 и составил 1,42.

Так же за анализируемый период снизился коэффициент оборачиваемости собственного капитала с 3,71 до 1,92.

Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала испытывает ежегодную динамику к снижению. В 2014 году он составлял 83,46. К концу 2015 года он снизился на 3,19, а в 2016 году еще на 16,72 и составил 63,55.

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

Оборачиваемость денежных средств испытывает динамику к росту. В 2014 году денежные средства осуществили 8 398,35 оборотов, а в 2015 году на 52 010,65 оборотов больше. В 2016 году оборачиваемость денежных средств составила 336 503,59 оборотов.

Фондоотдача снизилась в период с 2014 по 2015 года за счет роста выручки и снижения стоимости основных фондов, и уменьшилась в период с 2015 по 2016 года на 0,81 оборот за счет увеличения выручки и стоимости основных фондов.

Так же произошел рост продолжительности финансового цикла. В анализируемый период продолжительность цикла выросла в два раза с 36,03 до 75,87.

#### 2.2.5. Оценка рентабельности предприятия.

Финансовые результаты могут измеряться относительными и абсолютными показателями. Наиболее объективными в условиях инфляции становятся относительные показатели и уровень рентабельности, которые

характеризуют размер прибыли с каждого рубля средств, вложенных предприятием.

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

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

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, то они практически не подвержены влиянию инфляции.

Общая формула расчета рентабельности:

$$P = \Pi / V * 100\%, \quad (6)$$

Где,

P – рентабельность;

Π - прибыль предприятия;

V - показатель, по отношению к которому рассчитывается рентабельность.

Таблица 2.24 - Оценка рентабельности АО «Самотлорнефтегаз»

Показатель	2014	2015	2016	Изменение(+,-)	
				2015/ 2014	2016/ 2015
1. Рентабельность собственного капитала	36,32	31,41	31,63	-4,91	0,22
2. Рентабельность внеоборотных активов	35,86	33,72	44,36	-2,14	10,64
3. Рентабельность оборотных активов	38,64	51,03	49,87	12,39	-1,16
4. Рентабельность активов	18,6	20,3	17,39	1,7	-2,91
5. Рентабельность основной деятельности (производства)	13,8	14,59	14,65	0,79	0,06
6. Рентабельность продаж (по чистой прибыли)	9,79	10,9	16,51	1,11	5,61
7. Рентабельность продаж (по прибыли от продаж)	12,13	12,73	12,78	0,6	0,05

Оценка рентабельности собственного капитала нам показывает, что в период с 2014-2015 года произошло снижение рентабельности собственного капитала с 36,32% до 31,63%. Это говорит о том, новые инвестиции в предприятие обеспечивают меньшую прибыль на собственный капитал, чем предыдущие инвестиции. Однако в период 2015-2016 года рентабельность возросла на 0,22%.

В период с 2014-2015 года рентабельность внеоборотных активов снизилась на 2,14% и составила 33,72%, однако в 2016 году она выросла на 10,64% и составила 44,36%, что свидетельствует о повышении эффективности их использования.

В 2014 году рентабельность оборотных активов составила 38,64%, а в 2015 году выросла на 12,39% и составила 51,03% это свидетельствует о повышении эффективности использования оборотных средств (+12,39%). В 2016 произошло снижение показателя на 1,16%, что может свидетельствовать о снижении эффективности использования оборотных средств.

В период с 2014-2015 года рентабельность активов выросла на 1,7%, однако к концу 2016 года показатель уменьшился на 2,91% и составил 17,39% это говорит о последующем снижении прибыли с продаж.

С 2014-2016 года рентабельность производства возросла с 13,8% до 14,65% этот показатель напрямую связан с ростом прибыли, следовательно, свидетельствует о повышении прибыли.

Рентабельность продаж в период с 2014-2016 год имеет динамику к росту.

В анализируемый период рентабельность продаж по чистой прибыли выросла с 9,79% до 16,51% повышение рентабельности продаж выражается в том, что в составе выручки компании увеличивается удельная доля прибыли.

### 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:

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

Таблица 2.25 - Динамика изменений в затратах по обычным видам деятельности АО «Самотлорнефтегаз» за 2014-2016 гг.

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб					Относительное отклонение (+, -), %	
	2014	2015	2016	Абсолютное отклонение (+,-)		2015/2014	2016/2015
				2015/2014	2016/2015		
Материальные затраты	39 980 771	48 392 554	54 499 991	9011783	6107437	123	113
Амортизация	13 667 927	14 269 043	16 819 369	601116	2550353	104	118
Расходы на оплату труда	3 672 518	3 910 481	4 551 726	237963	641245	106	116
Отчисления на социальные нужды	751 568	878 226	1 123 513	126658	245287	116	128
Прочие затраты	203 188 989	180 254 889	205 845 773	-22934100	25590884	89	114
Итого затрат	260 661 773	247 705 193	282 840 399	-12956 580	35135206	95	114

Таблица 2.26 - Структура изменений в затратах по обычным видам деятельности АО «Самотлорнефтегаз» за 2014-2016 гг.

Статьи баланса	Остатки по балансу, тыс. руб			Удельный вес актива в общей величине активов, %				
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	Изменение +,-	
							2015/ 2014	2016/ 2015
Материальные затраты	39 980 771	48 392 554	54 499 991	15,34	19,54	19,27	4,2	-0,27
Амортизация	13 667 927	14 269 043	16 819 369	5,24	5,76	5,95	0,52	0,19
Расходы на оплату труда	3 672 518	3 910 481	4 551 726	1,41	1,57	1,6	0,18	0,03
Отчисления на социальные нужды	751 568	878 226	1 123 513	0,29	0,35	0,4	0,06	0,05
Прочие затраты	203 188 989	180 254 889	205 845 773	77,96	72,77	72,78	-5,19	0,01
Итого затрат	260 661 773	247 705 193	282 840 399	100	100	100	-	-

Исходя из данного анализа следует отметить значительный рост материальных затрат начиная с 2014 по 2015 года на 22,88 % и в период с 2015 по 2016 году на 12,62 %. В свою очередь сокращаются прочие затраты в 2015 году на 11,29 %, а к 2016 году они выросли на 14,2 %.

Из вышеприведенных данных можно сделать вывод, что анализ финансово - хозяйственной деятельности показал:

- Большую долю в общей величине активов в период с 2014-2015 года имеют внеоборотные активы. Однако в 2016 году доля оборотных активов превысила долю внеоборотных активов и составила 52,72%.

- Наибольший удельный вес в внеоборотных активах имеют основные средства.

- Наибольшую долю в структуре оборотных активов имеет дебиторская задолженность. В 2014 году она составила 94,29%; в 2015 – 93,96%; в 2016 году 95,72%.

- Большой удельный вес в пассивах имеет собственный капитал, при этом, его доля постоянно увеличивается.

- Наибольший удельный вес в структуре собственного капитала имеет нераспределенная прибыль.

- Наибольшую долю в структуре заемного капитала имеют краткосрочные обязательства.

– В 2015 по 2016 года АО «Самотлорнефтегаз» имеет 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.

– В 2015 и 2016 годах Коэффициент соотношения заемных и собственных средств меньше верхней границы 0,7. Чем ниже значение показателя, тем выше финансовая устойчивость и независимость предприятия от заемного капитала и обязательств.

– В 2016 произошел рост коэффициента соотношения долгосрочных и краткосрочных обязательств на 0,76 и составил 2,92. Данный коэффициент показывает то, что чем выше показатель, тем меньше текущих финансовых затруднений. Это значит, что с каждым годом предприятие испытывает финансовые затруднения.

– У предприятия в 2016 году существует возможность финансового маневра

– В 2016 году находится выше нормативного значения 2 и составляет 2,91, что говорит о том, что предприятие в полной мере обеспечено собственными средствами для ведения хозяйственной деятельности и своевременного погашения срочных обязательств.

– В 2016 году Коэффициент текущей ликвидности вырос на 1,01 и составил 2,78, что больше единицы, следовательно, у АО «Самотлорнефтегаз» хорошее финансовое положение.

– Значение коэффициента абсолютной ликвидности оказалось ниже допустимого, что говорит о том, что предприятие не в полной мере обеспечено средствами для своевременного погашения наиболее срочных обязательств за счет наиболее ликвидных активов.

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

– Фондоотдача снизилась в период с 2014 по 2015 года за счет роста выручки и снижения стоимости основных фондов, и уменьшилась в период с 2015 по 2016 года на 0,81 оборот за счет увеличения выручки и стоимости основных фондов.

– В период с 2014-2016 года рентабельность производства возросла с 13,8% до 14,65%.

– Рентабельность продаж в период с 2014-2016 год имеет динамику к росту. В анализируемый период рентабельность продаж по чистой прибыли выросла с 9,79% до 16,51.

### **3 ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.**

#### **3.1 Обоснование необходимости проведения работ по увеличению уровня добычи нефти путем кислотного воздействия композицией АЛКОП-СКС.**

На данный момент в нефтедобывающей отрасли существует ряд проблем, в качестве основной из них был выделен высокий уровень обводнённой нефти. Эта проблема возникла из-за халатного отношения подрядных организаций при закачке больших объемов растворов в скважины и недостаточном контроле над проведением необходимых технологических процессов.

В современных условиях нельзя допустить дальнейшего уровня обводненности нефти, следовательно, должен проводиться более тщательный контроль над проведением работ.

С этой целью необходимо открыть подразделение специализирующееся на добычи сырья путем вытеснения нефти водными растворами поверхностно-активными веществами (ПАВ). В качестве такого раствора будет использоваться композиция кислот (АЛКОП-СКС).

Закупка реагента будет производиться у компании ООО «РДН групп» г. Сургут, ближайшее подразделение которого находится в г. Сургут «Сургутский завод химреагентов». Город Сургут находится в непосредственной близости от нас, следовательно проблем с доставкой реагента не возникнет.

Также имеется потребность в покупке емкости для хранения химического реагента - емкость цилиндрическая РГСП-100 рисунок 3.1.



Рисунок 3.1 - Емкость цилиндрическая РГСП-100.

Кроме того огромную роль в технологии добыче нефти играют современные технологии, в качестве таковой будет приобретена передвижная станция для приготовления и закачки полимерных композиций УДР-32М.



Рисунок 3.2 - Передвижная станция для приготовления и закачки кислотных композиций УДР-32М.

На станции в свою очередь установлены насос для закачки химического реагента ПАВ УОДН 200-150-125, а так же дозаторная установка.

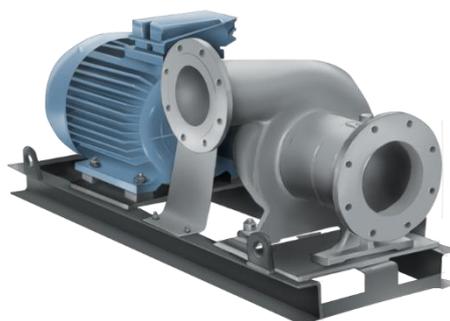


Рисунок 3.3 - Насос для закачки ПАВ УОДН 200-150-125.



Рисунок 3.4 - Дозаторная установка для химических реагентов ГПН-13.

Хотелось бы выделить две основные проблемы являющиеся преградой к развитию нефтедобывающей отрасли:

1. Высокий уровень обводнённой нефти;
2. Халатное отношение подрядных организаций к выполнению работ на

объектах добычи.

Эти проблемы отчасти взаимосвязаны, рассмотрим причины и тенденции увеличения уровня обводненности нефти на Самотлорском месторождении.

Впервые добыча на Самотлорском месторождении началась в 1969 году, тогда было ясно, что перспективы огромны. В 1981 году был преодолен двухмиллиардный рубеж добыче.

В 90-е годы по причине сильной обводненности скважин, суточная добыча упала до 36 тонн в сутки. Вновь установленные скважины менее чем за два года практически полностью заполнялись водой.

Появились прогнозы об истощении месторождения, однако новые технологии добычи нефти и разработка участков, не освоенных ранее, вновь вдохнули жизнь в нефтяное месторождение.

На данный момент уровень обводненности нефтяных месторождений достигает 97% барьера. В качестве решения данной проблемы, нефтяные компании решили заниматься поиском и бурением сажен имеющих более высокой уровень нефтеотдачи.

Но обводненные участки не были брошены. Ученными был изобретен способ добычи обводненной нефти путем заводнения с использованием больше объёмных закачек в продуктивный пласт водной эмульсионно-суспензионной системы (ВЭСС), для этого, как правило, используют поверхностно-активные вещества разных типов (ПАВ).

Этот способ добычи нефти относится к типу химических способов, подразделу «Вытеснение нефти водными растворами ПАВ» и заключается в следующем:

Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода». В свою очередь происходит увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше

вытесняет нефть.

Таким образом, мы подошли ко второй проблеме. В организации АО «Самотлорнефтегаз» закачкой растворов водной эмульсионно-суспензионной системы в пласт занимаются подрядные организации. Но при несоблюдении должных норм и халатном отношении к работе данный процесс отрицательно влияет на скважину и в будущем добываемое из нее сырье. Таким образом и без того обводнённая нефть (около 50-70%), становится на порядок выше по уровню обводнения (до 80-95%). Так же нарушения в технологическом процессе приводит к загрязнению скважины асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО).

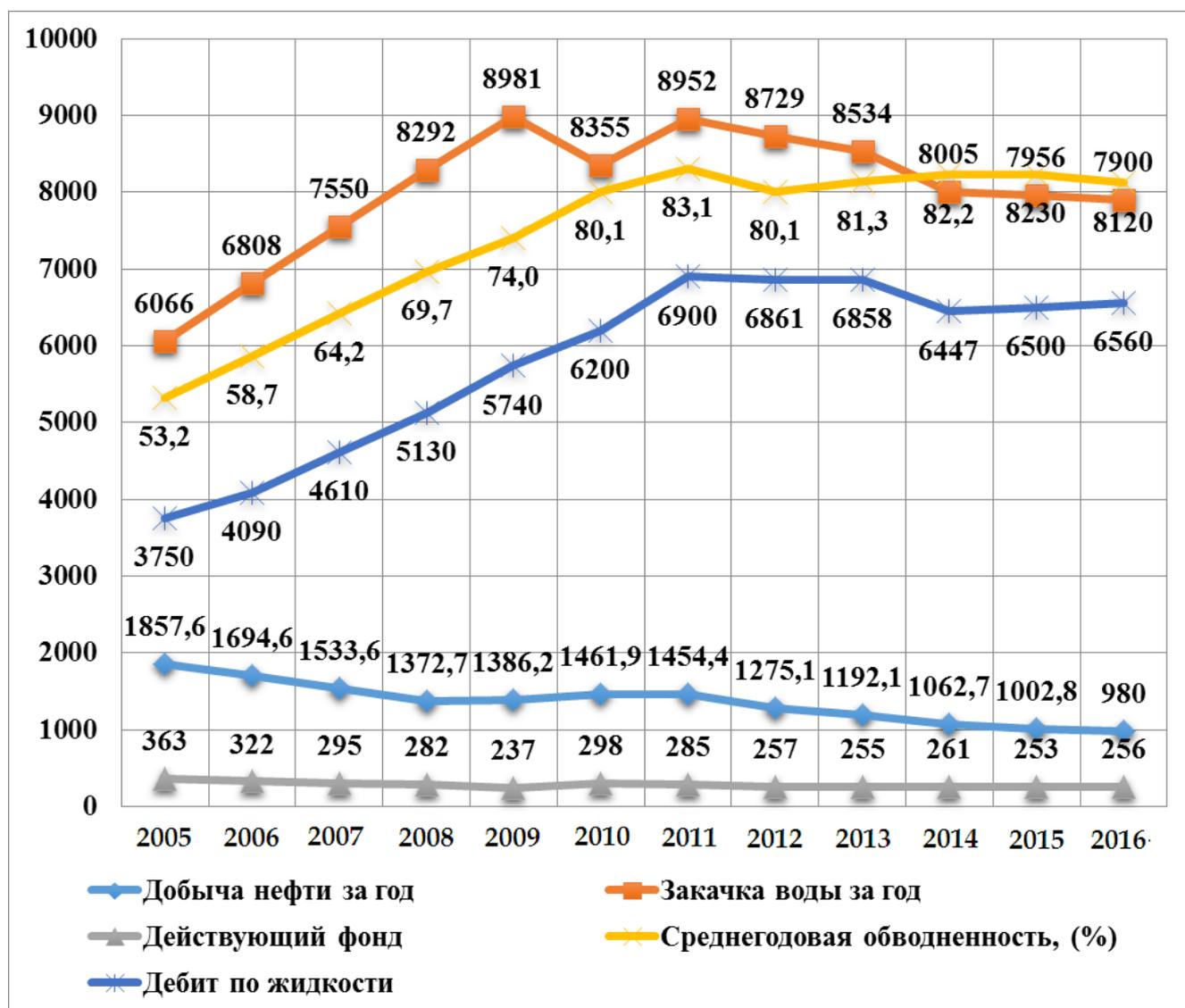


Рисунок 3.6 - Показатель уровня обводненности нефти

Решение данных проблем является сутью моего инвестиционного проекта. На первом этапе необходимо открыть собственное функциональное подразделение занимающееся закачкой растворов с зону скважины. Это позволит обеспечить должный контроль над исполнением работ. И даст уверенность в том, что технологии не будут нарушены, и уровень обводненности в дальнейшем не будет иметь таких тенденций к росту как раньше.

Для открытия подразделения понадобится штат из 2 работников обученных с техникой работ с насосной станцией и дозаторной установкой. Также имеющих опыт в работе с химическими реагентами и работе со скважиной. И 1 водитель, имеющий соответствующее разрешение на вождение передвижной установки для приготовления и закачки полимерных композиций УДР-32М.

Для начала двухтысячных годов для предприятий нефтегазовой отрасли была характерна политика чрезмерной дифференциации деятельности. В последние годы ситуация приобрела прямо противоположную направленность на интеграцию процессов, которые ранее были раздифференцированы.

В качестве альтернативных инвестиционных проектов были рассмотрены различные часто используемые способы добычи высоко обводненной нефти при помощи растворов ПАВ.

1. Известен способ добычи нефти, при котором в нагнетательную скважину периодически закачивается водный раствор ПАВ, который в виде оторочки смещает отмываемую нефть в направлении к добывающей скважине. Для улучшения нефтеотмывающей способности водного раствора ПАВ (сплошная фаза) в него для гидрофобизации водонасыщенных участков пласта добавляют не сплошную углеводородную фазу, содержащую до 15 вес.% растворимых в нефти силиконовых соединений.

Недостатками данного способа является низкий охват пласта заводнением, т.к. основной объем маловязкого раствора ПАВ, закачиваемого в нагнетательные скважины по промытым интервалам продуктивного пласта, быстро достигает добывающих скважин и вместе с обводненной продукцией добывающих скважин

извлекается на поверхность.

При этом доля нефти в извлекаемой продукции, добытая за счет доотмыва нефти из пласта с помощью ПАВ и силиконовых добавок, так мала, что делает данный способ добычи экономически выгодным.

2. Наиболее близким к предлагаемому решению является способ разработки нефтяной залежи путем закачки через нагнетательные скважины оторочки водного раствора поверхностно-активного вещества (ПАВ) и отбора пластовых флюидов через добывающие скважины, отличающийся тем, что перед закачкой оторочки водного раствора ПАВ, в качестве которого используют продукт совместной переработки кислых гудронов и оксиэтилированного алкилфенола Аф9-12 с концентрацией 0,5-5,0 мас.%, в пласт дополнительно закачивают оторочку продукта совместной переработки кислых гудронов и оксиэтилированного алкилфенола Аф 9-4 с концентрацией 0,5-5,0 мас.% в углеводородном растворе, причем закачку оторочек осуществляют за два цикла при соотношении объемов закачки в каждом цикле от 1: 1 до 1: 5 при общем расходе ПАВ 0,5-1,5% объемов пор пласта. В данном способе повышение нефтеотдачи пласта достигается благодаря индивидуальным свойствам применяемых ПАВ, а именно растворимости углеводородного раствора Аф 9-4 (нефтеноса Н) в нефти, а водного раствора Аф 9-12 (нефтеноса В) в пластовой воде. При смешивании углеводородного и водного раствора указанных ПАВ в соотношении объемов от 1:1 до 1:5 образуются вязкие эмульсии, обладающие нефтевытесняющей способностью и создающие в проницаемых прослоях повышенное фильтрационное сопротивление.

Недостаток способа - высокий расход предлагаемых ПАВ, что делает экономически нецелесообразным использование большеобъемных закачек их углеводородных и водных растворов. Кроме того, при циклической закачке в неоднородном по проницаемости и нефтенасыщенности пласте сложно достичь смешивания углеводородных, и водных растворов ПАВ в заданных объемных соотношениях. Маловязкий углеводородный раствор ПАВ будет лучше

фильтроваться в нефтенасыщенные интервалы пласта, т.к. образуемая им при контакте с пластовой водой эмульсия прямого типа (типа "масло в воде") будет препятствовать фильтрации углеводородного раствора ПАВ в водонасыщенные интервалы пласта и, наоборот, водный раствор ПАВ при циклической закачке будет преимущественно фильтроваться в водонасыщенные интервалы пласта, где его концентрация будет резко снижаться в результате разбавления пластовой водой и адсорбции на твердой пористой поверхности пласта, т.е. будет использован не эффективно.

Второй частью инвестиционного проекта является способ добычи основанный на повышение охвата пласта заводнением с получением высокого коэффициента вытеснения нефти путем закачек в продуктивный пласт через нагнетательную скважину неионогенного ПАВ, самопроизвольно образующего при дозировании в воду эмульсионно-суспензионную систему (ВЭСС).

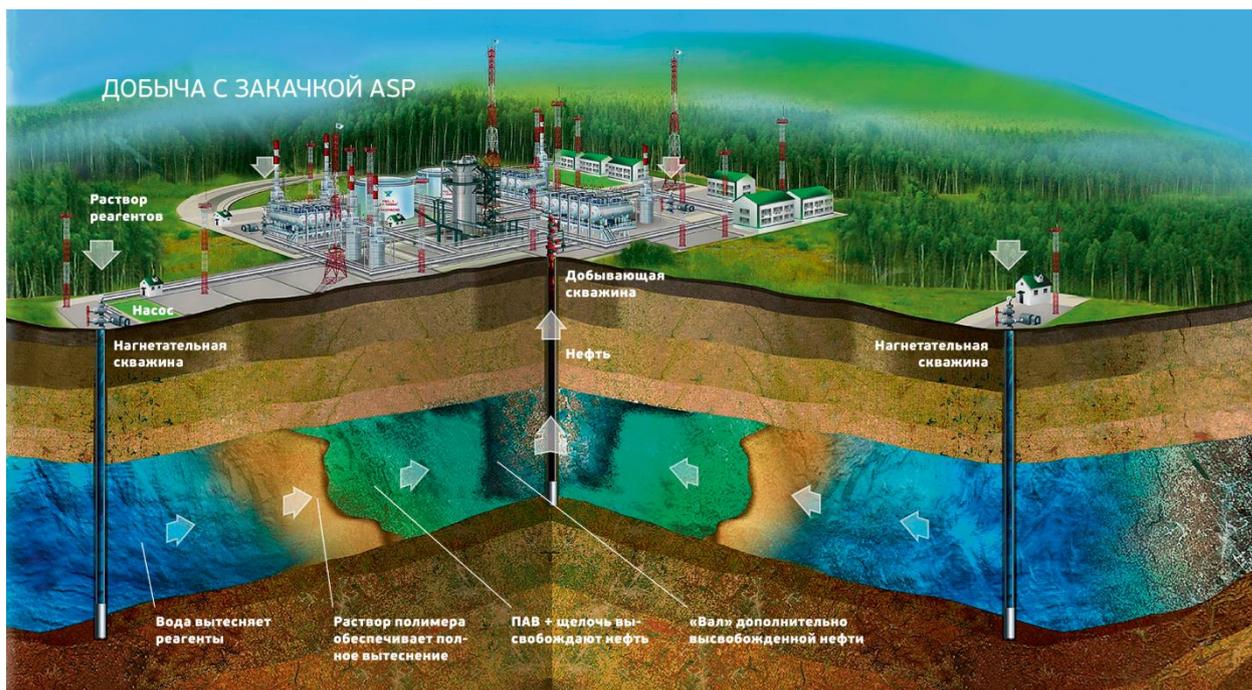


Рисунок 3.7 - Добыча с закачкой ПАВ.

Поставленная цель достигается путем закачки в призабойную зону раствора кислот АЛКОП-СКС, который содержит неионогенное ПАВ, обладающее деэмульгирующим действием в отношении эмульсий типа «вода в

нефти». Также содержащие дополнит ароматический углеводородный растворитель при следующем соотношении компонентов, мас. %:

- Неионогенное поверхностно-активное вещество - 25 – 50%.
- Ароматический углеводородный растворитель - 50 – 75%.

Для приготовления композиции СКС в качестве ароматического растворителя, хорошо растворяющего асфальтосмолистые и парафиновые компоненты нефти (АСПК) и неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ), используют термогазойль (ТУ 38.1011-254-89) плотностью 1000-1020 кг/м<sup>3</sup> или антраценовую фракцию (ГОСТ 11126-88) плотностью 1100-1120 кг/м<sup>3</sup>. В качестве НПАВ, обладающего деэмульгирующим действием в отношении эмульсий типа "вода в нефти", используют продукты оксиэтилирования алкилфенолов, жирных кислот, жирных спиртов. Указанные НПАВ способны растворяться как в нефти, так и в воде, и, наряду с деэмульгирующим действием в отношении эмульсий типа "вода в нефти", обладают высокими нефтеотмывающими свойствами и пептизирующей способностью в водной фазе по отношению к осадкообразующим агломератам состоящих из твердых частиц и асфальтосмолистых и парафиновых компонентов нефти.

Новшеством с данным методе является то, что кислотную композицию АЛКОП-СКС закачивают периодически в призабойную зону нагнетательной скважины. Попутно идет закачка нефтепромысловой сточной воды от установки подготовки нефти. В следствии идет очищение скважины от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что является несомненным плюсом и также влияет на количество добываемой нефти. Далее АСПО смывается и образуется самопроизвольное ВЭСС, в результате того, что происходит набухание, пептизация и растворение отложений АСПО под влиянием СКС. Этот процесс будет происходить до того, пока все АСПО в скважине не перейдут в призабойную зону (пока скважина не очистится).

Суммарный расход композиции АЛКОП-СКС, необходимый для реализации предлагаемого способа добычи нефти, определяют следующим

образом.

Количество смеси кислот АЛКОП-СКС, необходимое для периодической закачки в призабойную зону нагнетательной скважины ( $Q^1$ , м<sup>3</sup>), рассчитывают исходя из геометрических размеров приза бойной зоны скважины и мощности продуктивной толщи пласта, которую планируют обработать (очистить) от отложений АСПО композицией АЛКОП-СКС. При этом по характеру изменения (повышения) во времени приемистости нагнетательной скважины судят о целесообразности повторной закачки композиции кислот АЛКОП-СКС в призабойную зону скважины.

Количество объема композиции АЛКОП-СКС рассчитывается по формуле:

$$Q^2 = k \cdot (Q_v \cdot q) \cdot 1000, \text{ кг/сут} \quad (7)$$

Где,

$Q^2$  – количество кислотной композиции АЛКОП-СКС (кг/сут);

$k$ - коэффициент, учитывающий различия в составе и свойствах КВЧ (может иметь значения в пределах от 1 до 10);

$Q_v$ - объема воды, перекачиваемой по данному водоводу в нагнетательную скважину (м<sup>3</sup>/сут);

$q$ - количеством взвешенных агломератов-частиц КВЧ (мг/л или г/м<sup>3</sup>).

Достижение положительного эффекта повышения коэффициента вытеснения нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов с применением предлагаемого способа и его принципиальное отличие от способа прототипа состоит в том, что композиция АЛКОП-СКС при ее введении в воду (независимо от ее минерализации) вначале образует в ней микроэмульсию типа "масло в воде", где дисперсной фазой является концентрированный (25-50%) раствор НПАВ в ароматическом углеводородном растворителе, которая в дальнейшем, при контакте с взвешенными в воде или осевшими на твердой поверхности отложениями АСПО, способствует их набуханию, пептизации и растворению, т.е. способствует их переводу из хлопьевидного или пастообразного

состояния в ВЭСС, которая хорошо фильтруется в высокопроницаемые, водонасыщенные интервалы пласта. При этом за счет преимущественной адсорбции и адгезии из данной системы на породе пласта гидрофобных, коллоидно-дисперсных частиц асфальтосмолистых и порфириновых компонентов нефти и закрепления в высокопроницаемых участках пласта гидрофобизированных частиц твердой фазы происходит замедление скорости фильтрации по ним водной фазы, что способствует выравниванию профиля приемистости нагнетаемых скважин и, соответственно, увеличению охвата продуктивного пласта заводнением. Снижение же адсорбционного связывания молекул НП АВ на гидрофобизированной частицами АСПК породе пласта способствует более длительному сохранению высокой концентрации НП АВ в ВЭСС, т.е. способствует их проникновению на большее расстояние от забоя скважины в нефтенасыщенные участки пласта, чем это имеет место при известных способах добычи нефти с применением водных или мицеллярных растворов ПАВ, и обеспечивает достижение предлагаемым способом более высокого коэффициента вытеснения нефти, что находит отражение в повышении дебита и снижении обводненности добываемой продукции нефтяных скважин.

Рассмотрим предполагаемый эффект от внедрения технологии на примере 1 скважины:

При давлении нагнетательной скважины в 60 атм, приемистость колеблется в пределах 280-300 м<sup>3</sup>/сут ( $Q_B$ ).

Для разовой закачки было использовано 1600 литров кислотной смеси АЛКОП-СКС.

Содержание КВЧ было определено исходя из средневзвешенной и равнялось 100 г/м<sup>3</sup>. Коэффициент  $k$  в свою очередь был равен 10.

Подставим значения в формулу:

$Q^2 = 10 \cdot (300 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot 100 \text{ г/м}^3) = 300 \text{ кг/сут}$ , такое количество раствора необходимо вкачивать в призабойную зону на протяжении 4 суток. Итого выйдет 1200 литров раствора кислот АЛКОП-СКС. Всего затрачено раствора 2800

литров, а это примерно в 5 раз меньше используемых аналогов растворов ПАВ.(При использовании порошка «ГУАР»).

Уровень нефтедобычи согласно модели составил 1300 м<sup>3</sup> при затрате реагента равной в 2,8 м<sup>3</sup>. Таким образом на 1 м<sup>3</sup> вкаченной композиции кислот АЛКОП-СКС мы получаем порядка 460 м<sup>3</sup> нефти. По модели экономический эффект увеличится порядка 1,5-2 раз, но для последующего анализа мы возьмем минимальное предполагаемое значение 0,2.

Еще 1 несомненный плюс от введения данного способа добычи, это отсутствие необходимости в остановки скважины для очистки, реагент сам очищает её от АСПО, пока скважина находится в рабочем состоянии.

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.Установка передвижная для приготовления и закачки полимерных композиций на базе «Камаз» УДР-32М (с предустановленным оборудованием: насос УОДН 200-150-125 и дозаторная установка)	9 516 675,00	97,82
1.2.Бак для химических реагентов РГСП-100(переносной) 2 шт	110 024,00	1,13
1.4 Емкость цилиндрическая вертикальная КСC-С-10000	102 400,00	1,05
Всего	9 729 099,00	100,00

Укомплектованная передвижная установка состоит из:

- Передвижная установка НДР-32М – 8 946 675 р.
- Насос УОДН 200-150-125 – 250 000 р.
- Дозаторная установка ГПН-13 – 320 000 р.

Осуществление единовременных затрат в свою очередь увеличивают стоимость основных средств на балансе предприятия АО «Самотлорнефтегаза» вследствие будет начислена амортизация:

Таблица 3.2 - Амортизационные отчисления

Наименование	Сумма в руб.
--------------	--------------

Стоимость основных фондов	9 729 099,00
Амортизация	1 216 137,38

Амортизация начисляется линейным способом исходя из обозначенной стоимости капитальных вложений в основные средства и нормой амортизации, которая составила 12,5% исходя из срока окупаемости в 8 лет. Из этого следует, что амортизация рассчитывается:  $9\,729\,099 \cdot 12,5\% = 1\,216\,137,38$

Рассматриваемый срок службы данного инвестиционного проекта 8 лет. Реализация данного инвестиционного мероприятия кроме единовременных затрат приведет к увеличению суммы текущих операционных издержек:

Таблица 3.3 - Текущие затраты.

Наименование	Всего текущих затрат в 1-й год, руб.	Сумма текущих затрат за 8 лет, руб.
1. Материальные затраты	550 000,00	4 400 000,00
1.1 Кислотная композиция АЛКОП-СКС10 м <sup>3</sup>	330 000,00	2 640 000,00
1.2 Сырье и материалы (топливные ресурсы)	190 000,00	1 520 000,00
1.3 Энергетические ресурсы	30 000,00	240 000,00
2. Затраты на оплату труда	2 340 000,00	18 720 000,00
3. Социальные выплаты	702 000,00	5 616 000,00
4. Амортизация основных фондов	1 216 137,38	9 729 099,00
5. Прочие затраты	210 000	1 680 000
Итого затрат:	5 018 137,38	40 145 099,00
Текущие издержки без амортизации	3 802 000,00	30 416 000,00

Материальные затраты включают:

- Затраты на покупку необходимо кислотной композиции АЛКОП-СКС 10 м<sup>3</sup>;
- Затраты на топливо связаны с необходимостью доставки передвижной установки УДР-32М к 5 скважинам один раз в три месяца к каждой из скважин,

примерно для одного выезда к скважине потребуется 240 литров горючего (ДТ), стоимость которого на сегодняшний день равна 39,6 рублям за литр. Затраты на сырье и материалы =  $240 \cdot 39,6 \cdot 12/3 \cdot 5 = 190\ 000$  рублей.

– Затраты на электричество для работы насоса и дозаторной установки для закачки реагента взяты по техническим характеристикам аналогичного оборудования.

Затраты на оплату труда считались исходя из данных:

Таблица 3.4 - Расчет заработной платы работникам.

Должность	Количество работников	Заработная плата в месяц + районный и северный коэффициент, руб.	Заработная плата в год, руб.
Водитель	1	65 000	780 000
Эксперт по работе с химическими реагентами	2	65 000	1 560 000
Итого:			2 340 000

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

Таблица 3.5 - Социальные выплаты.

Показатель	Ставка	Сумма в руб.
ПФР (пенсионный фонд России)	22%	514 800
ФСС (Фонд социального страхования)	2,9%	63 180
ФФОМС (Федеральный фонд обязательного медицинского страхования)	5,1%	119 340
Взносы на страхование от несчастных случаев и профзаболеваний	0,2%	4 680
Итого:	30,2%	702 000

Прочие затраты связаны с доставкой необходимого реагента, которая будет осуществляться железнодорожным путем, также к прочим затратам отнесено техническое обслуживание передвижной установки УДР-32М.

Далее рассчитаем показатель экономической эффективности, он будет

строиться на основе минимально возможного уровня увеличения экономической эффективности, а именно 0,2 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.

Таблица 3.6 - Расчет экономического эффекта.

Наименование параметра	Значение
Дебит 1 скважины, т/сутки	0,2
Дебит 5 скважин, т/сутки	1
Дебит 5 скважин, т за 12 месяцев	365
Цена за 1 тонну нефти, руб.	24 000
Выручка от дополнительно добытой нефти, руб.	8 760 000

Таким образом анализ разработанного моделированного участка при введении нового функционального подразделения, и закачки кислотной композиции АЛКОП-СКС, показывает увеличение уровня нефтеотдачи даже при самом пессимистическом значении 0,2.

### 3.2 Методические основы оценки эффективности

Любой проект даже самый крупный обычно является лишь элементом инвестиционной программы осуществляемый в рамках инвестиционной политики фирмы.

Разработка инвестиционной политики предполагает:

1. Формирование долгосрочных целей деятельности организации
2. Поиск новых перспективных сфер приложения свободного капитала
3. Разработку инженерно-технологических мероприятий и финансовых прогнозов
4. Формулирование целей и подцелей инвестиционной деятельности
5. Исследование рынка и идентификацию возможных и доступных проектов
6. Экономическую оценку и перебор вариантов в условиях различных

ограничений

7. Формирование инвестиционного портфеля
8. Подготовка бюджетов капитальных вложений
9. Оценку завершеного проекта

Любая инвестиционная программа базируется на прогнозных оценках маркетингового, технического, технологического финансового характера, которые используются при разработке бюджета капиталовложений.

С течение времени чаще всего формируется портфель допустимых проектов, которые могут быть реализованы по мере появления источников финансирования.

Самый распространенный подход к жизненному циклу проекта, на основании которого рассматриваются четыре последовательных фазы проекта. Ниже представлены основные этапы, за которыми следует визуальная модель стадий жизненного цикла.

- Предынвестиционный.
- Инвестиционный.
- Эксплуатационный.
- Ликвидационно-аналитический.

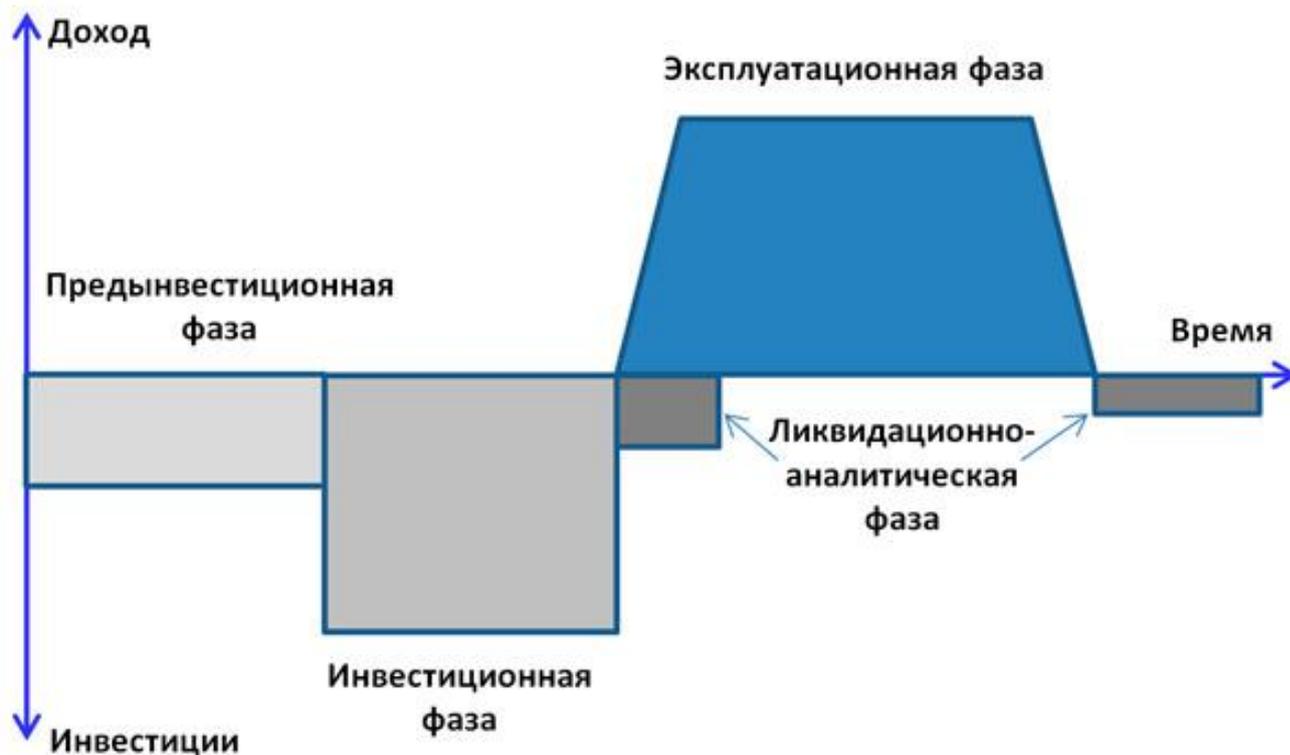


Рисунок 3.8 - Жизненный цикл инвестиционного проекта

Прединвестиционная фаза связана с проведением крупномасштабного исследования, в ходе которого:

- формулируется ключевая идея, концепция инвестиционного проекта;
- анализируются инвестиционные возможности и потенциал;
- определяется технико-экономическая обоснованность идеи инвестиционного проекта;
- подготавливается экспертное заключение, включающее оценку идеи инвестиционного проекта.

Завершает эту фазу оценка эксперта о состоятельности и реализуемости инвестиционного проекта, из которого следует целесообразность его дальнейшего развития.

Если из экспертного заключения следует рекомендация по дальнейшему развитию инвестиционного проекта, разрабатывается бизнес-план, содержащий информацию, необходимую для реализации инвестиционного проекта. На основании бизнес-плана формируется детальный проработанный план

использования инвестиций, рабочий график осуществления проекта.

Инвестиционная фаза развития инвестиционного проекта включает:

- реализацию капитальных вложений;
- определение оптимального соотношения структуры активов;
- уточнение графика очередности ввода мощностей;
- заключение договора с поставщиками ресурсов;
- уточнение схемы финансирования проекта;
- отбор и набор персонала, необходимого для реализации проекта.

Эксплуатационная фаза развития инвестиционного проекта предполагает формирование планируемых ранее результатов и их оценку. Ключевая проблема на этой фазе состоит в обеспечении ритмичности реализации проекта и финансирования текущих затрат. Данный этап самый продолжительный этап. В ходе данного этапа формируются планируются результаты, а так же осуществляются их оценка с позиции целесообразности продолжения или прекращению проекта.

Ликвидационно-аналитическая фаза развития инвестиционного проекта требует решения следующих задач:

- ликвидации негативных последствий закончившегося или прекращаемого проекта;
- высвобождения оборотных средств и переориентации производственных мощностей;
- оценки и анализа соответствия поставленных и достигнутых целей, его результативности и эффективности.

Самый продолжительный этап. В ходе данного этапа формируются, планируются результаты, а так же осуществляются их оценка с позиции целесообразности продолжения или прекращению проекта.

Показатели отражающие отношение вложенных средств (затрат) и результатов полученных от внедряемого инвестиционного проекта выражается показателями эффективности инвестиционного проекта. К данным показателям

следует отнести:

1. Показатель финансовой эффективности. Он учитывает коммерческие последствия реализации проекта для его участников;
2. Показатель бюджетной эффективности. Отражает финансовые последствия проекта для всех уровней бюджета (федерального, регионального или местного);
3. Показатель экономической эффективности. Показывает затраты и результаты, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта и допускающие стоимостное измерение.

Следует рассмотреть основные формулы позволяющие оценить уровень эффективности инвестиционного проекта:

- 1) Коэффициент дисконтирования;

$$a_t = \frac{1}{(1+E)^t} \quad (8)$$

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

$T$  - период планирования;

$E$  - норма дисконтирования.

- 2) Чистый дисконтированный доход (ЧДД) - показывает сумму текущего эффекта (разницы результатов и затрат) за все время внедрения проекта, приведенная к первоначальному шагу. Чем выше данный показатель, тем эффективнее проект.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^+) * a_t - K \quad (9)$$

Где,

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

$Z_t^+$  - затраты, осуществляемые на  $t$ -ом шаге расчета (капиталовложения не

входят);

$\alpha_t$  - коэффициент дисконтирования.

3) Сумма дисконтированных капиталовложений;

$$K = \sum_{t=0}^T K_t * \alpha_t \quad (10)$$

где  $K_t$  - капиталовложения на t-ом шаге.

4) Индекс доходности. Показывает отношение приведенного эффекта к приведенным капиталовложениям, полученный результат определяют:  $ИД > 1$  (проект эффективен) и  $ИД < 1$  (проект неэффективен);

$$ИД = 1 / K \cdot \sum (R_t - Z_t^+) \cdot 1 / (1 + E)^t, \quad (11)$$

5) Внутренняя норма доходности (ВНД). Необходимо подобрать значение нормы дисконта ( $E_{ВНД}$ ), составим уравнение:

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t^+}{(1 + E_{ВНД})^t} - \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{ВНД})^t} = 0 \quad (12)$$

Найденное значение  $E_{ВНД}$  (ВНД) сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Это значение должно быть равно (или больше) значения требуемой нормы проекта.

Также важным показателем эффективности инвестиционного проекта является сальдо денежных потоков. Оно показывает разность между притоком и оттоком средств от инвестиционной, финансовой и операционной деятельности. Сальдо может иметь положительное или отрицательное значение.

Главным фактором осуществимости проекта будет определяться его

положительным сальдо, чем раньше оно станет положительным, тем лучше. Это будет напрямую влиять на срок окупаемость инвестиционного проекта

### 3.3 Оценка эффективности от внедрения проекта.

В основу расчетов по оценке эффективности по внедрению проекта включены следующие предположения:

- продолжительность периода планирования принята 8 лет (8 шагов);
- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконтирования взята на уровне 20 % в год;
- цены, тарифы и норма дисконтирования не изменяются на протяжении всего периода действия проекта;

Продолжительность периода была определена на основе среднего срока службы машин и оборудования.

Норма дисконтирования установлена из условий:

- риск недополучения прибыли 12,75 %;
- ключевая ставка ЦБ РФ – 7,25 % (по состоянию на 26 марта 2018).

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

Результаты расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта представлены в таблицах 3.7-3.12.

Таблица 3.7 - Инвестиционная деятельность

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1. Расходы на приобретение активов, всего	9 729 099								9 729 099
в том числе:									
за счет собственных средств	9 729 099								
за счет заемных средств.	0								0
2. Поток реальных средств									
2.1. По шагам	-9 729 099								-9 729 099
2.2. Нарастающим итогом	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	
3. Поток дисконтированных средств									
3.1. По шагам	-9 729 099								-9 729 099
3.2. Нарастающим итогом	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	-9 729 099	

Таблица 3.8 - Поток денежных средств от операционной деятельности

В руб.

08

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
1. Экономический эффект	8 760 000,00	8 760 000,00	8 760 000,00	8 760 000,00	8 760 000,00	8 760 000,00	8 760 000,00	8 760 000,00	70 080 000,00
2. Текущие издержки	3 802 000,00	3 802 000,00	3 802 000,00	3 802 000,00	3 802 000,00	3 802 000,00	3 802 000,00	3 802 000,00	30 416 000,00
3. Амортизация основных средств	1 216 137,38	1 216 137,38	1 216 137,38	1 216 137,38	1 216 137,38	1 216 137,38	1 216 137,38	1 216 137,38	9 729 099,00
4. Валовый доход	3 741 862,63	3 741 862,63	3 741 862,63	3 741 862,63	3 741 862,63	3 741 862,63	3 741 862,63	3 741 862,63	29 934 901,00
5. Налог на прибыль (20%)	748 372,53	748 372,53	748 372,53	748 372,53	748 372,53	748 372,53	748 372,53	748 372,53	5 986 980,20
6. Чистая прибыль	2 993 490,10	2 993 490,10	2 993 490,10	2 993 490,10	2 993 490,10	2 993 490,10	2 993 490,10	2 993 490,10	23 947 920,80
7. Поток реальных средств									
7.1. По шагам	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	33 677 019,80
7.2. Нарастающим итогом	4 209 627,48	8 419 254,95	12 628 882,4	16 838 509,9	21 048 137,38	25 257 764,85	29 467 392,33	33 677 019,8	
8. Поток дисконтированных средств									
8.1. По шагам	4 209 627,48	3 537 502,08	2 972 690,82	2 498 059,52	2 099 209,68	1 764 041,75	1 482 388,02	1 245 704,22	19 809 223,56
8.2. Нарастающим итогом	4 209 627,48	7 747 129,55	10 719 820,4	13 217 879,9	15 317 089,57	17 081 131,32	18 563 519,34	19 809 223,7	

Таблица 3.9 - Финансовая деятельность

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
1. Собственный капитал.	9 729 099,00								9 729 099,00
2. Поток реальных средств									
2.1. По шагам	9 729 099,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9 729 099,00
2.2. Нарастающим итогом.	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	
3. Поток дисконтированных средств									
3.1. По шагам	9 729 099,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9 729 099,00
3.2. Нарастающим итогом.	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	9 729 099,00	



Таблица 3.10 - Инвестиционная и операционная деятельность

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
1. Поток реальных средств (ЧРД)									
1.1. По шагам	-5 519 471,53	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	23 947 920,80
1.2. Нарастающим итогом.	-5 519 471,53	-1 309 844,05	2 899 783,43	7 109 410,90	11 319 038,38	15 528 665,85	19 738 293,33	23 947 920,80	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)									
2.1. По шагам	-5 519 471,53	3 537 502,08	2 972 690,82	2 498 059,52	2 099 209,68	1 764 041,75	1 482 388,02	1 245 704,22	10 080 124,56
2.2. Нарастающим итогом.	-5 519 471,53	-1 981 969,45	990 721,38	3 488 780,89	5 587 990,57	7 352 032,32	8 834 420,34	10 080 124,56	

Таблица 3.11 - Сальдо денежных потоков

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1. Поток реальных средств									
1.1. По шагам	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	33 677 019,80
1.2. Нарастающим итогом (СРД).	4 209 627,48	8 419 254,95	12 628 882,43	16 838 509,90	21 048 137,38	25 257 764,85	29 467 392,33	33 677 019,80	

Таблица 3.12 - Определение внутренней нормы доходности

В руб.

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025	
0	-5 519 471,53	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	4 209 627,48	23 947 920,80
0,1	-5 519 471,53	3 826 934,07	3 479 030,97	3 162 755,43	2 875 232,21	2 613 847,46	2 376 224,96	2 160 204,51	14 974 758,09
0,2	-5 519 471,53	3 508 022,90	2 923 352,41	2 436 127,01	2 030 105,84	1 691 754,87	1 409 795,72	1 174 829,77	9 654 517,00
0,3	-5 519 471,53	3 238 174,98	2 490 903,83	1 916 079,87	1 473 907,59	1 133 775,07	872 134,67	670 872,82	6 276 377,31
0,4	-5 519 471,53	3 006 876,77	2 147 769,12	1 534 120,80	1 095 800,57	782 714,69	559 081,92	399 344,23	4 006 236,58
0,5	-5 519 471,53	2 806 418,32	1 870 945,54	1 247 297,03	831 531,35	554 354,24	369 569,49	246 379,66	2 407 024,10
0,6	-5 519 471,53	2 631 017,17	1 644 385,73	1 027 741,08	642 338,18	401 461,36	250 913,35	156 820,84	1 235 206,19
0,75	-5 519 471,53	2 409 149,56	1 378 744,70	789 048,96	451 568,92	258 430,72	147 898,66	84 641,69	11,69
0,8	-5 519 471,53	2 338 681,93	1 299 267,74	721 815,41	401 008,56	222 782,53	123 768,07	68 760,04	-343 387,23
0,9	-5 519 471,53	2 215 593,41	1 166 101,79	613 737,79	323 019,89	170 010,47	89 479,19	47 094,31	-894 434,68
1	-5 519 471,53	2 104 813,74	1 052 406,87	526 203,43	263 101,72	131 550,86	65 775,43	32 887,71	-1 342 731,76

За период планирования, жизненный цикл (8 лет), инвестиционный проект потребует 9 729 099 руб. капитальных вложений и принесет 23 947 920,8 руб. чистой прибыли.

Чистый реальный доход проекта составит 33 677 020 руб., чистый дисконтированный доход – 19 809 224 руб.

Индекс доходности, исчисленный по реальным потокам равен 3,46, а исчисленный по дисконтированным потокам – 2,036.

Внутренняя норма доходности инвестиций составляет 75% в год (рисунок 3.9).

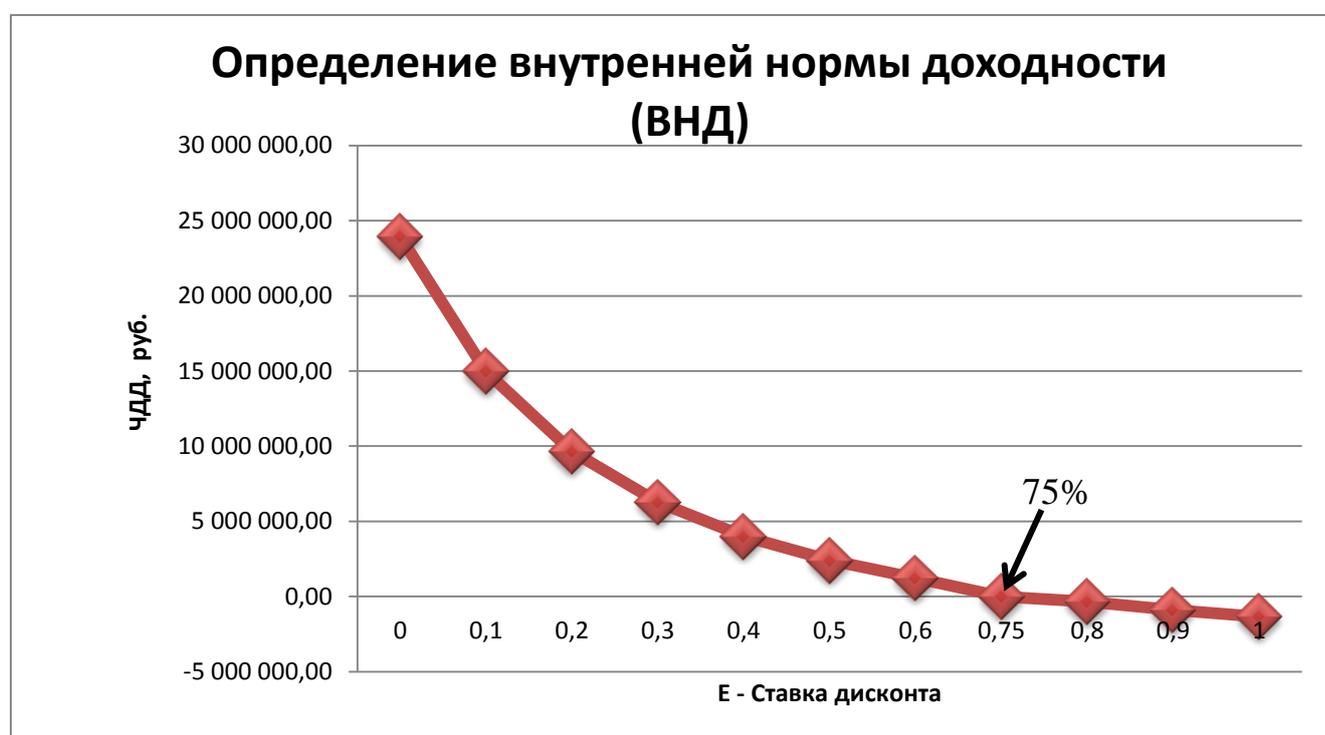


Рисунок 3.9 - Внутренняя норма доходности (ВНД)

Для определения срока окупаемости по дисконтированным потокам денежных поступления воспользуемся таблицей 3.9 «Инвестиционная и операционная деятельность», из которой мы возьмем данные по потокам дисконтированных средств. Подставим данные в формулу:

$$CO = t' - \frac{ЧДД'}{ЧДД - ЧДД'} \quad (13)$$

Где,

СО - срок окупаемости по дисконтированным потокам в годах;

$t'$  - последний шаг (год) на котором чистый дисконтированный доход по нарастающим итогам имеет отрицательное значение;

ЧДД' - последнее отрицательное значение чистого дисконтированного дохода по нарастающим итогам;

ЧДД - значение чистого дисконтированного дохода по шагам, относящиеся к периоду, в котором ЧДД по нарастающим итогам последний раз принимал отрицательное значение.

Подставим данные в формулу:

$$CO = 1 - \frac{-1981969}{3537502 - 1981969} = 1,36 \quad (14)$$

Исходя из формулы определили, что срок окупаемости по дисконтированным дохода равен 1,36 года.

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

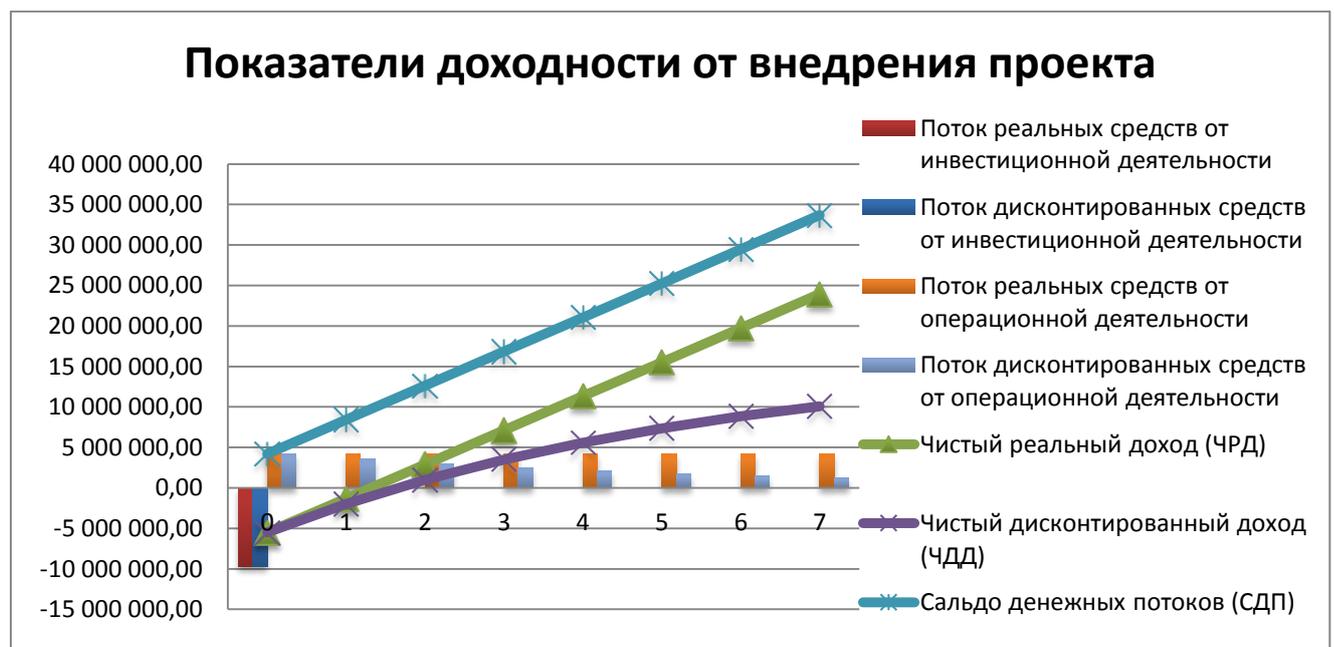


Рисунок 3.10 - Показатели эффективности проекта

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

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I \quad (15)$$

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

Таблица 3.12 - Расчет показателей чувствительности проекта к риску

В руб.

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	3 961 845			19 809 224			35 656 602
Текущие издержки		31 298 573		19 809 224		8 319 874	
Налоги			20 007 316	19 809 224	19 611 131		

Далее следует построить на плоскости диаграмму анализа чувствительности проекта к риску, для наглядности:

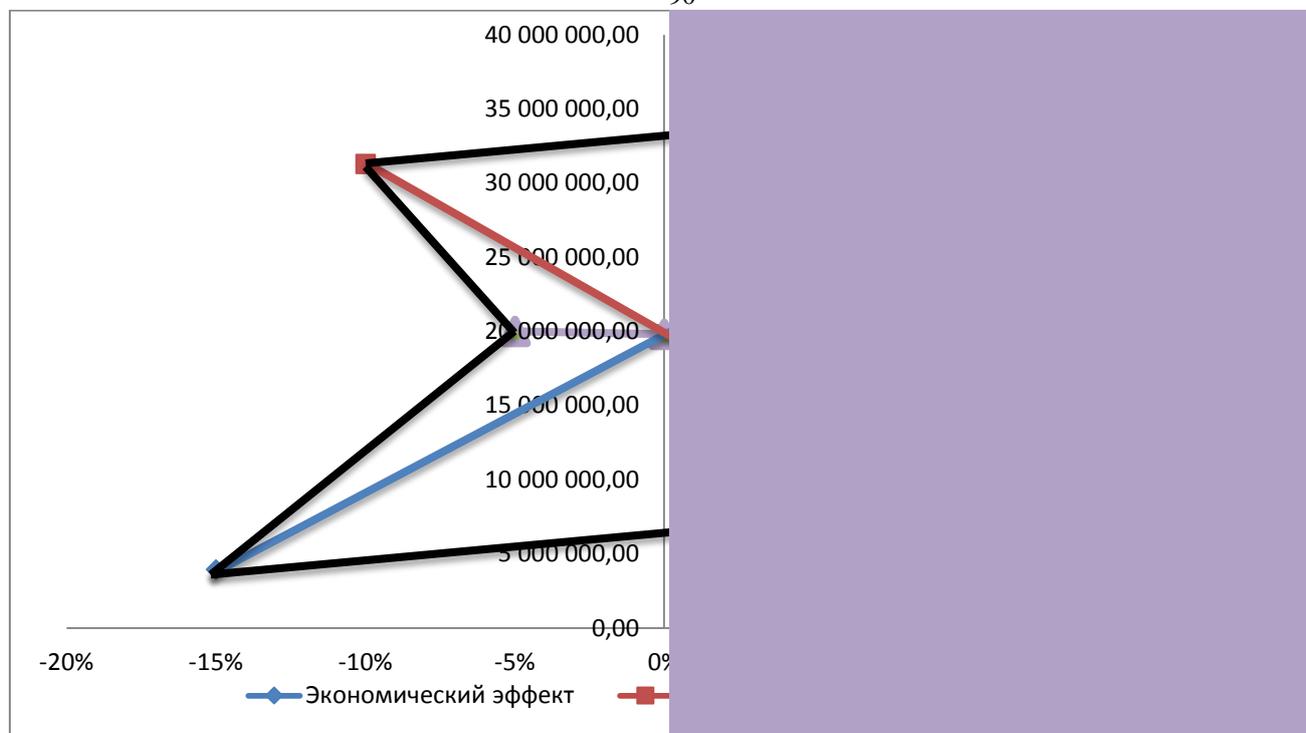


Рисунок 3.11 – Анализ чувствительности проекта к риску

После построения диаграммы мы можем наблюдать, что проект не имеет 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 имеется достаточно небольшой запас эффективности при различных вариациях факторов с некоторой степенью риска.

Таким образом после проведения анализа инвестиционного проекта можно сделать следующие выводы:

Одной из ключевых задач нефтедобывающих компаний и в том числе компании АО «Самотлорнефтегаз», является эффективная добыча нефти и соблюдение всех необходимых технологий при осуществлении добычи сырья.

Проект направлен на решение этих проблем, ведь он обусловлен введением собственного подразделения в состав компании и сможем осуществлять надлежащий контроль над выполняемыми работами и не допускать последующего увеличения уровня обводненности нефти.

Также, использование в предлагаемом способе добычи нефти состава (АЛКОП-СКС), содержащего в заданном соотношении ароматический

углеводородный растворитель и неионогенный ПАВ, обладающий деэмульгирующим действием в отношении эмульсий типа "вода в масле", позволяет на практике достаточно просто осуществлять большеобъемные (не менее 1000 м<sup>3</sup>) закачки водной эмульсионно-суспензионной системы (ВЭСС) в нагнетательную скважину, что способствует не только выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины, но и за счет нефтеотмывающих, гидрофобизирующих и водоизолирующих свойств ВЭСС снижается обводненность продукции добывающих скважин и повышается коэффициент вытеснения нефти из пласта.

При использовании данного способа нет необходимости в частой остановки нагнетательной скважины.

Расчет показателей экономической эффективности говорит об эффективности проекта и целесообразности его реализации.

Анализ чувствительности проекта показал, что он не склонен к риску по всем анализируемым факторам, что позволяет рекомендовать проект к внедрению в АО «Самотлорнефтегаз».

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Подводя итоги проделанной работы можно сделать вывод, что все поставленные задачи и цели были выполнены.

В первой главе была дана краткая характеристика АО «Самотлорнефтегаз», и нефтегазовой отрасли в которой данное предприятие работает.

Был проведен SWOT-анализ, для того чтобы сделать оценку стратегического развития предприятия. Были выяснены сильные и слабые стороны компании, а также возможности и угрозы дальнейшего развития.

Проанализировав слабые стороны предприятия, наиболее эффективной стратегией была выбрана стратегия концентрированного роста, направленная на повышение дебита и сохранения его.

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.

Во второй главе был проведен анализ финансово-экономической деятельности АО «Самотлорнефтегаз», исходя из него, можно сделать выводы:

В 2015 по 2016 года АО «Самотлорнефтегаз» имеет абсолютную финансовую устойчивость. Запасы финансируются за счет собственного оборотного капитала. Это значит, что АО «Самотлорнефтегаз» высокий уровень платежеспособности. Предприятие не зависит от внешних кредиторов.

Значение коэффициента абсолютной ликвидности оказалось ниже допустимого, что говорит о том, что предприятие не в полной мере обеспечено средствами для своевременного погашения наиболее срочных обязательств за счет наиболее ликвидных активов.

Следует отметить, что оборачиваемость дебиторской задолженности ниже оборачиваемости кредиторской, что является неблагоприятным фактором в деятельности предприятия. Рентабельность продаж в период с 2014-2016 год имеет динамику к росту.

В качестве решения проблем связанных с изменением темпов роста добываемой нефти был разработан проект воздействия на нефтяной пласт кислотной композицией «АЛКОП-СКС»

Использование данного способа (АЛКОП-СКС) для добычи нефти, содержащего в заданном соотношении ароматический углеводородный растворитель и неионогенный ПАВ, позволяет на практике достаточно просто осуществлять в большем объеме закачку водной эмульсионно-суспензионной системы (ВЭСС) в нагнетательную скважину. Это способствует не только выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины, но и за счет

нефтеотмывающих, гидрофобизирующих и водоизолирующих свойств ВЭСС снижается обводненность продукции добывающих скважин и повышается коэффициент вытеснения нефти из пласта. Используя данный способ отпадает необходимость остановки нагнетательной скважины.

Расчет показателей экономической эффективности говорит об эффективности проекта и целесообразности его реализации.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Афанасьев, М.В. Структурное реформирование экономического объекта (методы, модели и алгоритмы) / М.В. Афанасьев. - М.: Спутник +, 2015. - 218 с.
2. Арзуманова, Т.И., Экономика организации / М.Ш. Мачабели. - М.: Дашков и Ко, 2016. - 240 с.
3. Баканов, М.И. Теория экономического анализа / А.Д. Шеремет. - М.: Финансы и статистика, 2016. - 288 с.
4. Барнгольц, С.Е. Экономический анализ хозяйственной деятельности на современном этапе развития. – М.: Финансы и статистика, 2016.-120 с.
5. Басовский, Л. Е. Теория экономического анализа: учебное пособие.: - М.: Инфра-М, 2015. - 222 с.
6. Бухгалтерская отчетность АО «Самотлорнефтегаз» за 2014-2016 гг.
7. Волкова, М.В. Экономический анализ: Методические указания по выполнению курсового проекта для студентов очной и заочной форм обучения / сост.: – НВ: 2015. - 23 с.
8. Гиляровская, Л. Т. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности: учебник / Л. Т. Гиляровская. - М.: Проспект, 2015. -360 с.
9. Елисеев, И.И. Анализ финансовой отчетности: теория, практика и интерпретация - М.: Финансы и статистика, 2016. -624 с.
10. Ефимова, О.В. Финансовый анализ: учебник / О.В. Ефимова. - 3-е изд., испр. и доп. - М.: Омега-Л, 2014.- 351с.
11. Зяблицкая, Н.В. Конкурентоспособность и адаптационный потенциал предприятия / Зяблицкая, Н.В.// Теория и практика общественного развития №18. - НВ.: 2014. - 5с.
12. Ивашенцева, Т.А. Экономика предприятия: учебник / Т. А. Ивашенцева. - М.: КноРус, 2016. - 284 с.
13. Ковалев, В. В. Финансовый анализ. - М.: Финансы и Статистика, 2014. - 426 с.
14. Кантор, Е. Л. Экономика предприятия / Е.Л. Кантор, Г.А. Маховикова, В.Е. Кантор. - М.: Книга по Требованию, 2016. - 224 с.
15. Когденко, В. Г. Экономический анализ: учебное пособие / В. Г.

Когденко. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2015. - 390 с.

16. Носова, С.С. Экономическая теория: Учебник / С.С. Носова. - М.: КноРус, 2015. - 792 с.

17. Паламарчук, А.С. Экономика предприятия: учебник / А. С. Паламарчук. - М.: Инфра-М, 2014. - 456 с.

18. Розанова, Н.М. Экономическая теория фирмы: учебник / Н.М. Розанова. - М.: Экономика, 2009. - 447 с.

19. Савицкая, Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учебник / Г.И. Саивцкая, -5-е изд. перереб. и доп.- М.: ИНФРА-М, 2011.-536 с.

20. Устав АО «Самотлорнефтегаз»

21. Хейдервак, К. Финансовый и экономический анализ деятельности предприятий. - М.: Финансы и Статистика - 2012.-165 с.

22. Чалдаева, Л.А. Экономика предприятия: учебник и практикум для академического бакалавриата / Л. А. Чалдаева. – М.: Юрайт, 2015. - 435 с.

23. Чуев, И.Н. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности :учебник для вузов. / И.Н. Чуев, Л.Н. Чуева - М.: Дашков и К, 2013. - 368 с.

24. Шеремет, А.Д. Методика финансового анализа/ Р.С. Сейфулин. - М.:2013. - 190 с.

25. Янбарисов, Р.Г. Экономическая теория: Учебное пособие / Р.Г. Янбарисов. - М.: ИД ФОРУМ, НИЦ ИНФРА-М, 2013. - 624 с.