МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Кафедра математических методов, информационных технологий и систем управления в экономике

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ
Заведующий кафедрой
д-р. социол. наук, профессор
_____ Г.Ф. Ромашкина
11 января 19 _____ 2017

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИЦИРОВАННАЯ РАБОТА

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПО ДИВЕРСИФИКАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

(магистерская диссертация)

38.04.01 Экономика, «Экономика фирмы и отраслевых рынков»

Выполнил
студент 3 курса
заочной формы обучения
Раджабов
Арид
Махмудович

Научный руководитель
д-р социологических наук,
профессор
Ромашкина
Гульнара
Фатыховна

Рецензент
Руководитель Управления
Федеральной службы
государственной статистики
к.э.н., доцент
Мелова
Надежда
Феоктистовна

Тюмень 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5
ГЛАВА I. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА 10
1.1.Инвестиционная политика в нефтегазовой отрасли, как части топливно-энергетического комплекса.....10
1.2.Отраслевые показатели инвестиционной деятельности.....16
1.3.Характеристика нефтегазовой отрасли.....77
Выводы к 1 главе.....221
ГЛАВА II. АЛГОРИТМИЗАЦИЯ ВЫБОРА НАПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО ДИВЕРСИФИКАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....222
2.1. Управление нефтегазовым предприятием на базе адаптивного развития……222
2.2. Анализ перспективных направлений инвестиционных проектов российской нефтегазовой компании.....263
2.3. Алгоритм выбора инвестиционного проекта.....269
Выводы ко 2 главе.....277
ГЛАВА III. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ВЫБОРА НАПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА И АНАЛИЗ ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ 279
3.1. Финансовый анализ нефтегазовой компании «Х».....279
3.2. Анализ эффективности внедрения инвестиционного проекта для компании «Х».....308
Выводы к 3 главе.....313
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....317
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....318
ПРИЛОЖЕНИЯ.....324

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. Диверсификация деятельности нефтегазовых компаний, функционирующих в России, является актуальной в наши дни и имеет целый ряд на то причин. Во-первых, этому способствует сугубо технико-экономическая ситуация, которая отражается в постепенном перемещении ключевых лицензионных участков в районы Крайнего Севера, Восточной Сибири и Дальнего Востока. Во-вторых, серьезным катализатором инвестирования компаний нефтегазовой индустрии в пользу диверсификации является стремительное изменение мировой конъюнктуры относительно потребления сырья. В-третьих, воплощению проекта содействует складывающаяся вокруг нашей страны геоэкономическая ситуация, которая требует гибкости для предприятий, работающих на её территории, для того, чтобы избегать или минимизировать потери от внешних факторов.

Объект и предмет исследования.В качестве объекта исследования выступает инвестиционная стратегия нефтегазовогопредприятия «Х». Предметом исследования является оценка эффективности внедрения проекта по диверсификации деятельности предприятия в условиях волатильности на мировом энергетическом рынке.

Цель и задачи.Целью диссертационного исследования является совершенствование методов оценки проектных решений для повышения эффективности инвестиционных проектов, в частности, касающихся показателей финансовой гибкости предприятия. Планируется предложить экономически целесообразный проект для нефтегазовой компании, с предварительным изучением и анализом, как макроэкономической конъюнктуры, так и внутреннего анализа финансовых показателей выбранного предприятия.

Достижение поставленной цели потребовало решения следующих задач:

- охарактеризовать сущность, виды и направления инвестиционных проектов в нефтегазовом секторе ТЭК России;
- изучить тенденции развития всей энергетической отрасли страны;
- выявить особенности методики оценки экономической эффективности проектных решений в нефтегазодобывающей отрасли;
- проанализировать существующие подходы к оценке капитальных и эксплуатационных затрат при экономическом обосновании проектных документов;
- проанализировать степень влияния макроэкономической конъюнктуры на результат экономической оценки проекта;
- разработать комплекс предложений в виде конкретного проекта по совершенствованию методов подходов к оценке эффективности проектных решений применительно ко всей нефтегазодобывающей отрасли на примере объекта исследования.

Методологическая, теоретическая и информационная база исследования. Теоретической базой исследования послужили труды Жизнина С., Жиляевой В.В., Козинченко Е., Карначаевой К.Ю., Сарсатской А.Е. и др. В качестве информационной базы использовались отчетные данные нефтедобывающих компаний, отчетность экономического развития государственных образований рассматриваемого региона, в том числе, опубликованная в средствах массовой информации, а также законодательные и нормативно-правовые документы.

В диссертационной работе применялись следующие методы исследования: системный, экономико-математический, балансовый, экспертный, абстрактно-логический.

Научная новизна диссертационного исследования заключается в развитии теоретическо-методических подходов к оценке инвестиционных проектов нефтегазовых компаний, способствующих повышению финансовой устойчивости и гибкости предприятий в условиях затяжного макроэкономического кризиса и волатильности.

Нефтегазовое сырьё имеет важнейшее значение в современной глобальной экономике, которая влияет на большинство сфер хозяйственной жизни людей.

Растущее населения Земли и непрерывное развитие мировой экономики стали факторами постоянного роста потребности в источниках энергии, а соответственно углеводородного сырья. С 1980 г. по настоящее время годовое потребление нефти в мире выросла более чем в 1,5 раза – с 3 млрд. т до 5 млрд. тонн в год. В настоящее время в год потребляется столько нефти, сколько все было добыто человечеством с 1859 по 1949 г. По прогнозам аналитиков годовой объем потребления нефти в мире к 2030 г. – 5,6 млрд. тонн в год.

Коррелируя данные аналитиков на счет степени повышения потребления углеводородного сырья с балансовыми запасами мировых запасов нефти и газа можно прийти к выводу о том, что идет тренд на увеличение морской (шельфовой добычи) и добычи трудноизвлекаемых запасов. Данный тренд не обходит стороной и российские нефтегазовые компании, которые инвестируют существенные ресурсы на геологоразведочные и геофизические исследования шельфа Северного Ледовитого Океана, Охотского моря, Каспия и даже Балтийского моря.

Проецируя данную тенденцию, на российскую нефтегазовую компанию «Х» и алгоритмизируя выбор её инвестиционной политики в среднесрочной и долгосрочной перспективе можно прийти к выводу о том, что необходимы инвестиции в структуру компании, связанной с морскими перевозками добываемой продукции, для увеличения её танкерного флота. Помимо усиления вертикальной интеграции компании, позволяющая замкнуть цепочку скважина-потребитель, эти инвестиции могут повысить устойчивость компании к волатильности мировых цен на нефть.

Компания «Х», как и многие крупные нефтегазовые компании, владеет шельфовыми активами, где для перевозки добываемой продукции требует танкерного флота.

Суть, предложенного в диссертационной работе инвестиционного проекта заключается в диверсификации бизнеса «Х» и создание в ее составе структуры, занимающаяся перевозками нефти, с собственным танкерным флотом.

Финансовые ресурсы и обширность географии деятельности компании «Х» способен обеспечить ему должный уровень конкурентоспособности с мировыми лидерами нефтетрейдинга в качестве обслуживания потребностей предприятия и сроках доставки продукции потребителям.

Перевозка собственной нефти и нефтепродуктов позволит снизить себестоимость добываемой продукции, за счёт экономии на морских перевозках углеводородного сырья и соответственно увеличить статью чистой прибыли компании.

Ярким примером целесообразности создания собственного танкерного флота служит действия таких лидеров мирового нефтяного бизнеса как SaudiAramco, вложившая около 6 миллиардов долларов в закупку танкеров, для снижения издержек при перевозке нефти из Персидского залива экспортерам.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, трех глав основного содержания, заключения, списка литературы, приложений. Текст работы изложен на 95 страницах и включает: 7 рисунков, 13 таблиц, 2 листа приложений. Список литературы включает 64 наименования.

Во введении обоснована актуальность выбранной темы, сформулированы цель и задачи, отражена научная новизна и практическая значимость результатов исследования.

В первой главе проведен обзор целей и роли инвестиционной политики для предприятий, также приведены инструменты финансирования проектов в нефтегазовой отрасли.

Во второй главе систематизированы и проанализированы существующие методики оценки экономической эффективности проектных решений, определена матрица выбора инвестиционной стратегии в

зависимости от состояния среды. Выявлены и проанализированы основные тенденции развития мировой нефтегазовой индустрии и обоснована важность корректировки инвестиционной стратегии российских нефтегазовых компаний в условиях волатильности цен на энергоносители и санкционных угроз.

В третьей главе проведена экономическая оценка проектного решения по диверсификации деятельности российской нефтегазовой компании «Х. Даны рекомендации по методике внедрения проекта и обоснована её экономическая целесообразность, обеспечивающая повышение как финансовой эффективности, так гибкости и независимости компании от внешних колебаний.

В заключении приведены основные выводы по результатам исследования.

ГЛАВА I. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

1.1. Инвестиционная политика в нефтегазовой отрасли, как части топливно-энергетического комплекса

Сложившаяся ситуация, касательно как бизнес сообществ, так и государства в целом становится очевидным факт того, что инновационный процесс, направленный на модернизацию экономики России, является чуть ли не единственным способом создания успешной организационной деятельностипредприятий, а, следовательно, их конкурентоспособности для завоевания новых рынков.

Апгрейд экономики России, несомненно, нуждается в существенных инвестициях, а предприятия топливно-энергетического комплекса в этом не является исключением. По расчетам специалистов, общая сумма инвестиций в ТЭК за период с 2000 по 2015 гг. составило порядка 200-215 млрд. долл. США. Основным источником этих инвестиционных ресурсов были собственные средства предприятий. На их долю сегодня приходится около 90% от общего объема инвестиций в основной капитал ТЭК. Львиная доля собственных средств нефтегазовых компаний в структуре инвестиций говорит об ориентированности инвестиционных программ на решение текущих производственно-технических задач [18, с. 84].

Выбранная в качестве приоритетного развития страны модернизация экономики невозможно полностью реализовать без должного развития нефтегазовой отрасли, поскольку он является не только локомотивом развития всей российской экономики, но и инструментом проведения внутренней и внешней политики, а также во многом определяет вектор развития производственных мощностей на территории страны.

Таким образом, установленные в качестве приоритетов развития техническое обновление устаревшей материально-технической базы

производства, повышение роли в экономике тех отраслей, которые являются усилителями экономического развития, не представляются возможными без соответствующего развития предприятий ТЭК. Это, в свою очередь, создаёт необходимость чёткого определения наиболее перспективных направлений инвестирования в нефтегазовую отрасль, с тем, чтобы в дальнейшем он создавал условия и обеспечивал эффективное достижение выбранных целей для развития страны [36, с. 27].

Анализ дальнейшего развития инвестиционной политики в нефтегазовых компаниях показал, что этот данная отрасль, при условии его усовершенствования и роста инновационности в среднесрочной перспективе может и должен оставаться системообразующим комплексом российской экономики. Наиболее рациональным будет включить в состав этого комплекса не только добычу ресурсов и электроэнергетику, но и сферы массового потребления энергетики и продукции переработки сырья. К особенностям инвестиционной политики в топливно-энергетическом комплексе необходимо отнести высокую и растущую капиталоёмкость, не воспроизводимость и ограниченность ряда ресурсов, их растущую альтернативность, высокую зависимость от мировых цен на энергоносители, особую роль глобальной конкуренции, высокие экологические риски [14, с. 67].

В настоящее время имеется крайняя необходимость в инвестиционных вливаниях в компаниях ТЭК, в частности, относящейся к крупнейшей отрасли этого комплекса – нефтегазовой.

Анализ состояния и перспектив развития компаний, ведущих деятельность в нефтегазовой отрасли, лишь подтверждает предположения о неизбежности роста его капиталоёмкости, связанной с освоением шельфовых и трудноизвлекаемых залежей из ачимовских и баженовских пластов.

Наиболее важными критериями эффективности инвестиций в нефтегазовой отрасли должны стать коэффициент извлечения нефти и газа (по отношению к разведанным запасам) и сумма добавленной стоимости в

расчёте на единицу добытого сырья, которая характеризует эффективность использования нефтегазовых ресурсов. По этим показателям российские компании существенно отстают от ведущих нефтегазодобывающих стран. Коэффициент извлечения нефти, к примеру, в США составляет, по оценке экспертов 0,5, а в России0,25 – 0,30, причём за последние 15 лет он снизился, а крупные компании не заинтересованы в разработке малых и зрелых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, из-за необходимости существенного вливания капитала и потребности в новых технологиях. Доступ к технологиям, по известным причинам, ограничен, а отечественная наукоемкая промышленность до сих пор не способна предоставить их зарубежные аналоги. Расчёты зарубежных экономистов указывают на отсутствие отрицательной корреляции между темпами экономического роста и наличием в стране нефтегазовых и других полезных ископаемых, что в свою очередь опровергает тезис о негативном воздействии нефтегазовых инвестиций на инновационное развитие России.

Укреплению позиций России в мировой экономике может поспособствовать выпуск высококачественной, конкурентоспособной продукции – от запасных частей до сборочного оборудования для металлургических, машиностроительных, нефтегазовых и других промышленных предприятий. Основной для развития комплекса является высокотехнологичное оборудование, которое решает инновационные задачи предприятий из различных отраслей народного хозяйства страны. Но стоит отметить, что стратегия развития должно учитывать как макроэкономическую конъюнктуру, так и реальные имеющиеся на данный момент ресурсы [17, с. 14].

Инвестиционная политика в ТЭК в связи с ограниченностью ресурсов, высокой ролью экологии и дороговизной возобновляемых ресурсов, не способна опираться на чисто рыночные принципы и нуждается в регулировании на государственном уровне.

Стратегия инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний имеет несколько направлений и основными из них являются:

- геологоразведочные работы, которые нужны для увеличения балансовых запасов углеводородного сырья, в числе которых также дорогостоящие работы в полярной зоне и на шельфе;
- инвестиции в новые методы и технологии увеличения нефтеотдачи пластов;
- серьезное вливание капитала требует непосредственное освоение новых месторождений, в которое входит бурение скважин и их подготовка к эксплуатации, а также подготовка инфраструктуры кустовых площадок и подъездов к ним;
- инвестиции в технологическое перевооружение переработки углеводородного сырья и его сбыт через сеть АЗС, расширение которой также является приоритетной задачей для крупных нефтегазовых компаний Российской Федерации.

Воплощение в жизнь инвестиционной политики требует создания современной инфраструктуры, включая транспортно-логистическую. Перспективным направлением для нефтегазовых компаний является усиление вертикальной интегрированности через создание собственной транспортной-логистической структуры, которая специализируется на морских перевозках нефти, газа и нефтепродуктов [54, с. 15].

Согласно результатам исследования, инвестиции в инфраструктуру предприятий не увеличивают инфляцию, но окупаются за счёт сопряжённого эффекта от развития бизнеса, промышленных объединений, международных цепей поставок и создания добавленной стоимости, а не за счёт прибыли от высокой платы за инфраструктурные услуги.

Оглядываясь к началу модернизации топливно-энергетического комплекса, стоит обратить внимание не необходимость инновационного развития уже существующих предприятий. Разумеется, глобальный экономический кризис и наложенные санкции, в том числе на ТЭК, стали серьезной преградой для развития внутреннего производства. Для

предприятий, которым и так приходилось работать, в достаточно сложных рыночных условиях, основной задачей стало просто-напросто выжить, и с этой задачей справиться весьма нелегко [17, с. 61].

Безусловно, экономика постепенно выходит из рецессии, а компании возвращаются к докризисному состоянию или активно стремятся к этому. Но вряд ли можно говорить о системном оживлении российских компаний или о возможностях успешной конкуренции с зарубежными игроками. На мировом рынке лишь несколько российских компаний может конкурировать в соответствующих сегментах. Основными причинами такому положению дел стало довольно таки продолжительное отсутствие системной промышленной политики, что вылилось в технологическое отставание России от передовых стран, не соответствие промышленного оборудования современным стандартам качества, высокие затраты при производстве и, как правило, высокая себестоимость производимой продукции.

Проблема модернизации российской экономики, в частности его локомотива – нефтегазовой отрасли, стоит сегодня как нельзя остро, это вопрос выживания нашей страны в современном мире и определение его места в будущем. Для повышения технико-экономического уровня производства можно выделить три основные цели, которых необходимо достигнуть:

- увеличение производственных мощностей;
- снижение материалоемкости и себестоимости продукции;
- экономия материальных и топливно-энергетических ресурсов;
- диверсификация бизнеса, для более легкого прохождения экономических кризисов.

Достижение выше обозначенных целей обязывает внедрять на предприятии новое высокопроизводительное технологичное оборудование, создать качественно отличную систему автоматизации производства, ввести меры по усовершенствованию всей технологической цепочки, а также осуществить ряд мер, которые направлены на качественное перевооружение нефтегазовой отрасли. Все эти меры вполне известны, и оспаривать их не

имеет смысла. Ключевым препятствием для реализации данных мер и достижении поставленных целей является привлечение инвестиционных средств для воплощения в жизнь программ технологического переоснащения, а, следовательно, инновационного развития предприятий.

Инвестиции являются одним из главных катализаторов и результатов экономического развития предприятий, которые в сочетании с инновациями обеспечивают технологическое перевооружение, реструктуризацию и диверсификацию производства, и как следствие способствует повышению его конкурентоспособности. Наряду с этим структура инвестиционных вливаний должна соответствовать требованиям, которые предъявляются к развитию и подъему научно-технического прогресса в базовых отраслях промышленного производства [59, с. 31].

Стоит отметить, что инновационное развитие отечественных предприятий - это сфера ответственности всех без исключения звеньев исполнительной власти, региональных властей, бизнеса, научного и экспертного сообщества.

В нынешних, сложившихся условиях рассуждать об использовании внутренних резервов предприятий, вероятно, не совсем целесообразно. Имеется необходимость во внешнем финансировании. И, раскрывая эту проблему, можно выделить наиболее возможные, с точки зрения доступности, инструменты финансирования:

1. Наращивание акционерного капитала.

В данном случае речь идет о дополнительном выпуске акций предприятий. Вероятно, что выпуск дополнительных акций не под конкретного инвестора особого успеха не принесет. Поэтому наиболее перспективно подобрать инвестора, который заинтересован в активном развитии предприятия и способен осуществить прямое финансирование, и непосредственно под этого интересанта произвести эмиссию.

2. Привлечение заемных средств.

В данном случае можно рассматривать как используемые на рынке кредиты, так и лизинг. Инструменты всем известные, однако подобрать того кредитора или лизингодателя, который максимально удовлетворил бы желаниям заемщика, задача не из простых. А подобрать и осуществить такую сделку с зарубежными банками, что, в общем, может быть вполне актуальным при покупке зарубежного оборудования, задача, решить которую, могут единицы предприятий, особенно в эпоху санкций.

3. Государственное целевое финансирование.

На сегодняшний день российские предприятия ведут свою деятельность в условиях жесткой конкуренции со стороны зарубежных производителей, в связи с этим государственная политика должна быть ориентирована на привлечение инвестиций путем использования различных экономических инструментов, в том числе и государственных целевых программ [24, с. 37].

1.2. Отраслевые показатели инвестиционной деятельности

Российские

нефтегазовые
компании

аналогично
мировым

лидерам
ежегодно

инвестируют
миллиарды

долларов
США

на
крупные

проекты. Нефтегазодобыча,
ведущаяся

на
существующих

лицензионных
участках,

а также
геологоразведка,

освоение
шельфовых

активов и
месторождений

с трудноизвлекаемыми

запасами,

требуют
существенных

затрат. Нефтегазовым
предприятиям

также
приходится

тратить
существенные

суммы
на

развитие
необходимых

нефтепромысловых
объектов,

разветвленную
трубопроводную

инфраструктуру и
модернизацию

нефтеперерабатывающих
заводов

с целью

увеличения

объемов и
глубины

переработки. Как
правило,

объем
подобного

рода
инвестиций

с каждым
годом

всё увеличивается.
Начиная

с 2009 г.,

совокупные годовые

темпы роста

российских инвестиций

в капитальные проекты

составляли

18%;

к 2016 г.

объем вложений

оценивался в 47

млрд. долл. США,

и, несмотря

на
ныне

существующую
волатильность,

крупнейшие
игроки,

вероятнее
всего,

продолжат
инвестировать

огромные суммы [16, с. 84].

Инвестиционные системе проекты в нефтегазовой процесс отрасли, в большинстве представляют своем, являются этапом вполне рискованными спроса и могут привести связаны как к

существенному распределение перерасходу средств, системы срыву сроков закупочной сдачи в эксплуатацию производитель объектов, а может только закончиться и элементарной конечный неудачей. Вот некоторые целом наиболее известные предприятия примеры: проект являясь компании «Chevron» информационное по разработке особенности газового месторождения внутренней Горгон в Австралии, элемент перерасход средств предоставление по которому конечный составил 41%; представлено разработка нефтяных связанные месторождений Каспийского экономическая моря в Казахстане факторов под управлением активную кооперативного оператора

НКОК с перерасходом

в размере 223%;

прерванный проект

«Shell» по

бурению арктического

шельфа у берегов Аляски, на который было потрачено свыше 3,1 млрд. долларов США. В подобных условиях

даже в самых лучших, наиболее управляемых проектах имеется весомый потенциал экономии средств за счет

повышения

эффективности —
причем

необходимость в
этом

растет
по

мере
увеличения

масштаба проектов.

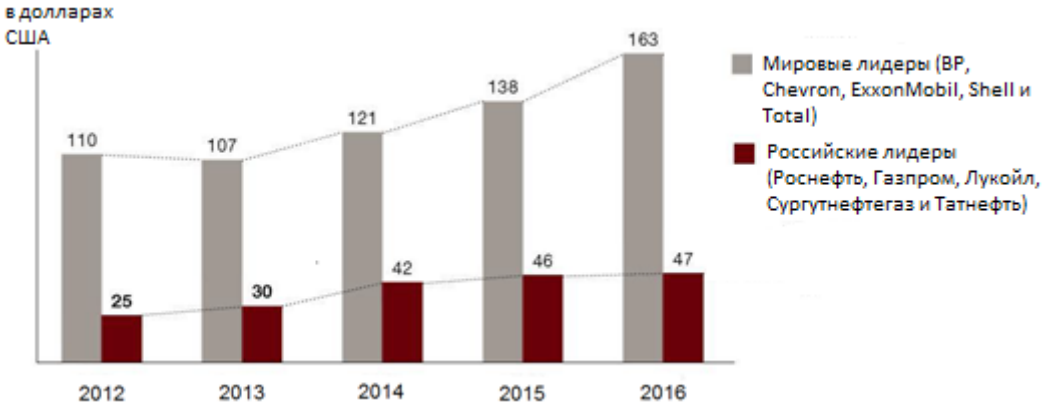

Рисунок 1.1– Объемы капиталовложений крупнейших российских и зарубежных нефтегазовых компаний в последние годы.

Источник: [5, с. 4]

Данный факт

наиболее
актуален

для
российских

реалий,
где

изменения в
экономической

и политической
ситуации,

которые

произошли

за

относительно

небольшой

промежуток

времени,

уже

успели

существенно

повлиять

на

инвестиционную
стратегию

отечественных
нефтегазовых

компаний. Резкое
падение

цен
на

нефть
свело

практически
на

нет
прибыльность

многих
запланированных

проектов и
даже

некоторых действующих.
Санкции

стран
Запада

поставили
под

большой
вопрос

соглашения о
сотрудничестве

в области
разведки

и добычи нефти

и газа на

шельфе и трудноизвлекаемых

залежах между

мировыми добывающими

компаниями и ведущими

российскими компаниями. В настоящее время, отечественные добывающие компании испытывают существенные проблемы с доступом

к внешним финансовым инструментам: российское правительство выбрало приоритетом для поддержки лишь наиболее стратегически

значимые проекты, а санкции делают невозможными в настоящее время инвестиции со стороны, как западных финансовых институтов,

так и суверенным

международным инвесторам[17, с. 64].

Тем

временем, сложно

прогнозировать, как

низко могут

упасть
цены

на
энергоносители

или
когда

они
начнут

повышаться,
не

говоря
уже

о том, когда

и при каких

условиях могут

быть сняты

западные санкции

с России. В нынешней ситуации,

которая характеризуется

высокой степенью

неопределенности, крупнейшим

российским компаниям

очень трудно

планировать
инвестиции

в масштабные
проекты,

многие
из

которых
рассчитаны

как
минимум

на
пару

десятков лет. В
этой

связи
лидерам

отечественной
нефтегазовой

отрасли
становится

приоритетнее
сосредоточить

усилия
на

повышении
эффективности

уже
реализуемых

крупнейших
инвестиционных

проектов отрасли.

Выбор

данной

стратегии

требует в

первую

очередь

чёткого

понимания

всех

процессов и проблем

в сфере управления

проектами, которые

обычно приводят

к низкой эффективности

и перерасходу. Приняв во

внимание
все

эти
факты,

компании
могут

использовать
рациональный

подход к
управлению

крупными
инвестиционными

проектами –
от

общей
стратегии

управления
проектом

до
организации

управления, бизнес-
процессов

и управления персоналом[7, с. 26].

Проведя

обзор и
пересматривая

амбициозные
планы

российских
нефтегазовых

компаний
можно

проследить
вектор

бизнес
планирования

и инвестиционные
стратегии

каждой
из

этих предприятий.
В
2014

г.
ряд

крупных
российских

нефтегазовых
компаний

объявили о перспективном планировании касательно крупных инвестиционных проектов на ближайшие годы. Невиданное падение цен на энергоносители

и наложение санкций на некоторые российские нефтегазовые компании были вынуждены сократить капитальные расходы в 2015 г.;

неопределенность распространяется

и к общей программе

инвестиций до

2030 г.,

возможность реализации

которой по-прежнему

будет
определяться

мировой
динамикой

отрасли. В настоящее
время

объявлено, в
частности,

о следующих планах:

ПАО

НК
«Роснефть»

планирует
инвестировать

400
млрд.

долларов
США

в программу
разработки

арктических

шельфовых

месторождений

до

2034

г.,

хотя

сотрудничество

с SeaDrill и ExxonMobil

в этом направлении

были

заморожены

на
неопределённое

время. Кроме
того,

компания
намерена

разрабатывать
Ванкорский

кластер
месторождений

и с этой
целью

намеревается
привлечь

азиатских инвесторов. До

2017 г.

ПАО НК

«Роснефть» также

планирует потратить

еще
14

млрд.
долл.

США
на

модернизацию
своих

НПЗ.
Инвестиционные
планы

«Газпрома»
не

менее
амбициозны:

в их
число

входит
проект

по
созданию

газотранспортной
системы

«Сила
Сибири»,

необходимый для поставки природного газа на восточные рубежи России. Инвестиции в данный проект оценивается в 60–70 млрд. долларов

США. Газпром планирует

также продолжить

разведочные работы

и разработку лицензионных

участков на

Ямале,
на

континентальном
шельфе,

в Восточной
Сибири

и на
Дальнем

Востоке.
ПАО
«Газпром

нефть»
имеет

в планах постройку нового центра нефтедобычи в северо-западной части Сибири, в северной части Ямало-Ненецкого автономного округа и

на

шельфе
Северного

Ледовитого океана.
Помимо

этого,
«Газпром

нефть»
стремится

продолжить
модернизацию

собственных НПЗ.

Однако,

стоит
отметить,

что
недавно

представители
компании

заявили,
что

решения
по

текущим и

капитальным

расходам
на

НПЗ
будут

зависеть
от

будущей
динамики

цен
на

нефть.
«Лукойл»
планирует

вложить
порядка

100 млрд.
долларов

США в
освоение

шельфовых
месторождений

Каспийского
моря,

а также

на

модернизацию,
принадлежащих

компании НПЗ.
Тем

временем в
конце

2014
г.

представители
компании

заявили о
10

процентном
сокращении

объема
инвестиций

на
2015

г. в
связи

с падением
цен

на нефть.

Компания

«Новатэк»
владеет

60 %
акций

«Ямал-СПГ»,
проекта

стоимостью
16

млрд. долларов США.
Данный

проект
предусматривает

разработку и освоение Южно-Тамбейского газового месторождения на Ямале, а также включает строительство завода по сжижению природного

газа. Также «Новатэк» планирует ежегодно инвестировать 1 млрд. долл. США в разработку

месторождений в ЯНАО.

Несмотря

на

снижение

нефтяных

цен

и общие

проблемы

российской

экономики,

нефтегазовые

компании

страны
продолжают

инвестировать в
крупнейшие

новые
проекты

по
разработке

и эксплуатации
нефтяных

и газовых месторождений,

в технологическое перевооружение

и оптимизацию производственных

процессов[22, с. 30].

1.3. Характеристика нефтегазовой отрасли

Нефтегазовая отрасль,

как часть

мирового хозяйства,

объединяет в себе три основные технологические и рыночные цепочки, которые в научной среде

именуются
«upstream»

- этап,
связанный

с разведкой и
добычей

углеводородного
сырья,

«midstream» -
транспортировку

морским
или

трубопроводным

транспортом

и «downstream» - переработку,

маркетинг и реализацию

нефтепродуктов на

рынке.

Основными субъектами

мировой нефтегазовой

индустрии являются международные и национальные нефтяные компании. Для определения места нефтегазовых компаний в мировой иерархии,

как
правило,

используют
критерии,

отражающие
их

финансово-экономическое
положение,

объем
производства,

уровень
обеспеченности

разведанными
запасами

нефти и
газа,

а также
уровень

их
технологической

эффективности.
На
сегодняшний

день

доля

МНК в мировой

нефтедобыче составляет

20 – 25%, доля

ННК в странах

ОПЕК превышает

40%,
российских

нефтегазовых
компаний

— 16%.
Доля
МНК

в мировой
газодобыче

составляет
7%,

ННК
стран

ОПЕК -
свыше

70%,
российских

компаний
доходит

до 20%.

Крупнейшими

международными

нефтегазовыми

компаниями

являются

корпорации,

которые

включены в

список

т.н. «supermajors»:

«Exxon

Mobil»,
«British

Petroleum»,
«Royal

DutchShell»,

«Chevron»,
«ConocoPhillips»,

«Total»;
их

нефтедобыча
составляет

около
12%

мировой. При
этом

стоит
отметить,

что
на

долю
крупнейших

международных
нефтегазовых

компаний
приходится

более
70%

прибыли и
доказанных

резервов
всех

МНК.
Большинство
из

вышеуказанных нефтегазовых корпораций являются прямыми наследниками нефтедобывающих предприятий, созданных в США («StandardOil») и стран Европы

(«RoyalDutch Shell» и «British Petroleum») в конце XIX - начале XX века. В начале своей деятельности эти компании

занимались разведкой и добычей нефти на концессионных участках в колониях, которые находились под контролем европейских государств. После

второй
мировой

войны и
получения

большинством
колоний

независимости
функциональная

деятельность
крупнейших

нефтегазовых
компаний

существенно
изменилась

как в области расширения географии деятельности, так и диверсификации бизнеса. В то время как политическое влияние

колониальных
держав

на
свои

доминионы
постепенно

падала,
деятельность

МНК
постепенно

расширялось, в

том

числе и
на

сферу
транспортировки

нефти. Длительный
период

функционирования в
условиях

развитой
рыночной

экономики,

большая

история
обращения

акций
компаний

на
крупнейших

фондовых
биржах,

внушительная
практика

корпоративного
управления

и разветвленная сеть

филиалов по всему миру

превратило их

в публичные транснациональные

компании с высокой

степенью
интернационализации

бизнеса,
ценные

бумаги
которых

стали
иметь

высокую
ликвидность,

а также
отражать

состояние

мирового

нефтегазового рынка.

Колоссальный

накопленный

технологический

опыт в

нефтегазовой

сфере

обусловил

высокую

эффективность

деятельности

МНК,

а публичность, жесткие

нормы финансового

менеджмента и корпоративного

управления - высокую

культуру управления[6, с. 24].

Наиболее

крупными
представителями

ННК,
безусловно,

являются
предприятия,

которые
осуществляют

добычу
нефти

на
территории

стран-экспортеров
нефти,

в абсолютном
большинстве

случаев
находящиеся

под
полным,

либо
превалирующим

контролем государства.

Большинство

ННК
были

созданы в
результате

концессионных
соглашений

как
дочерние

общества
МНК

и постепенно
национализированы

правительствами
после

второй мировой войны и первого нефтяного энергетического кризиса 1973 года. Политическая конъюнктура стран-экспортеров в большей степени определила

развитие
ННК,

которое
зачастую

мотивировалось
не

только
экономической

целесообразностью. Основной
особенностью

современного
этапа

развития
ННК

является, в
отличие

от
МНК,

относительно
беспрепятственное

получение
доступа

к запасам
нефти

и газа в
странах

ведения
бизнеса,

а также
не

подвергаются
дополнительному

фискальному прессингу.
Но

в то
же

время,
стоит

отметить,
что

отсутствие
достаточного

опыта в
ведении

международного
бизнеса,

структура
акционерного

капитала и
недостаточность

кадровой и
инновационной

базы
не

позволили
им

стать
транснациональными

корпорациями,
выйти

на
фондовый

рынок и
достичь

показателей
эффективности

МНК. Основной
ролью

ННК
на

сегодняшний
день

является
обеспечение

ресурсно-сырьевой
базы

энергопотребления
за

счёт
реализации

первичных
энергоносителей

на
мировом

углеводородом рынке.
Крупнейшими

ННК в
данный

момент
являются

компании,
принадлежащие

крупным странам-
экспортерам

нефти -
«Saudi

Aramco»
(Саудовская

Аравия),
Нефтяная

компания
Кувейта,

Национальные
нефтяные

компании
Ирана

и Ирака,
ПАО

НК
«Роснефть»

и ПАО «Газпром»[35, с. 62].

Балансовые

запасы,
находящихся

в распоряжении
крупнейших

МНК,
составляет

около
7%

от
общемировых,

в то
же

время
объём

запасов
ННК,

в основном находящихся под государственным контролем, составляет 93% от мировых, из них 78% приходится на

долю
ННК

стран-членов ОПЕК.
Очевидно,

что
положение

крупных
игроков

на
нефтяном

рынке

определяется

сложным
комплексом

макро- и
микроэкономических

условий,
которые

в определенные
циклически

повторяющиеся
периоды

времени
могут

формировать неблагоприятную среду. Исследования современного мирового нефтегазового сектора показали, что положение крупнейших компаний значительно ухудшилось, несмотря

на

резкий
рост

цен
на

углеводородное
сырье

в 2003-2006 гг. и
сохранение

их
на

высоком
уровне,

на
протяжении

значительного
периода

времени. Несмотря
на

чрезвычайно
благоприятную

ценовую
конъюнктуру

мирового

рынка

нефти, в настоящее

время отмечена

тенденция к резкой

эскалации издержек

в нефтяной отрасли,

что
вызвано

целым
комплексом

условий. Основными
из

них
являются:

ужесточение
экологических

требований;
истощение

месторождений

и,

как
следствие,

необходимость
применения

дорогостоящих
технологий

и технологических
операций,

связанных с методиками

увеличения нефтеотдачи

(МУН) ; рост

общехозяйственных расходов,

увеличение фонда

заработной

платы,

отчислений в социальные

фонды,
и,

наконец,
ужесточение

налоговых
условий

в нефтедобывающих
странах,

ухудшение
условий

концессионных
соглашений

и соглашений о
разделе

продукции
для

оператора
(в

современной
литературе

данный
процесс

получил

название

«нефтяного
национализма»

- oilnationalism). С
учетом

того,
что

на
протяжении

многих
лет,

нефтяные
компании

сдерживали
рост

издержек, в
первую

очередь
именно

за
счет

расходов,
связанных

с соблюдением
экологических

требований и
норм

безопасности,
можно

говорить о
потенциальном

взрывном
росте

издержек
этих

компаний
по

мере
предъявления

им
претензий

со
стороны

общественного
мнения

и административных
органов

регулирования. Кроме того,

финансовое положение

нефтегазовых компаний,

их рыночная

капитализация и экономические

и финансовые показатели,

в т.ч. выполнение внутренних

ключевых показателей

эффективности (КПЭ)

напрямую зависят

от волатильной

цены на

сырье
и,

соответственно,
от

характера
рыночных

тенденций и
факторов,

воздействующих
на

мировой
рынок

жидких углеводородов.
Рассматривая

историческую
динамику

показателей
нефтегазовых

компаний и
определяя

причины
ее

изменения,
можно

выделить
основные

факторы, оказывающие непосредственное воздействие на деятельность предприятий нефтегазового сектора. К ним относятся:

макроэкономическая ситуация,

в т.ч. изменения в темпах

роста крупнейших

экономик, учетных

ставок, предложения

капитала (влияющих

на экономику

инвестиционных
проектов

в части
условий

кредитования),
долгосрочной

динамики
на

фондовом
рынке,

ставки
дисконтирования,

премии
за

риск
(страновой

и отраслевой),
рейтингов

инвестиционной
привлекательности

государств,
индексов

развития, и т.д.;
конъюнктура

мирового
рынка

нефти и
газа,

т.е. динамика
соотношения

спроса и
предложения

жидких
углеводородов,

изменения в структуре

и уровне мирового

энергопотребления; развитие

мирового рынка

технологий и оборудования

для
нефтегазовой

отрасли,
соотношение

спроса-предложения
на

основные
материалы

и оборудование,
необходимого

для
проведения

геологоразведки и

осуществления

нефтедобычи,
доля

и размер
транспортной

составляющей. Отдельно
необходимо

выделить
фискальные

условия
деятельности

нефтегазовых компаний, которые оказывают прямое влияние на финансовые результаты их деятельности. Следует отметить, что за

исключением
налога

на
прибыль,

которым
облагаются

в своих
странах

как
МНК,

так и
ННК,

от
условий

систем
налогообложения

в основном
зависят

международные
нефтегазовые

компании,
поскольку

именно
они

ведут
деятельность

по
разработке

месторождений
на

территории т.н.
принимающих

стран
(host

countries). К фискальным
условиям

следует отнести:

система налогообложения, установленная в странах-экспортерах;

система льгот и налоговых каникул, предоставляемых

нефтяным

компаниям
на

период
проведения

геологической
разведки;

применяемые
стандарты

бухгалтерской
отчетности,

методы
начисления

амортизации и списания

издержек, а также

законодательство, регулирующее

действие соглашений

о разделе продукции;

меры
налогового

стимулирования
инвестиционной

деятельности МНК.
Также

необходимо
отметить

ряд
факторов

внутреннего,
микроэкономического

характера,
которые

носят
краткосрочный

характер и
связаны

с текущей
ситуацией

на
мировых

фондовых и
сырьевых

рынках и биржах. К

ним

относятся:
существующая

система
менеджмента

в компании,
включая

инвестиционное,
стратегическое

и корпоративное
управление;

структура
акционерного

капитала;
финансовое

состояние
компании,

характеризующее
набором

соответствующих
показателей,

в т.ч. WACC (англ.
Walue

AverageCost

of
Capital

— средневзвешенная
стоимость

капитала
компании

на
основе

соотношения
собственного

и заемного
капитала),

кредитное
плечо

и др. мультипликаторы;
кадровый

потенциал
компании;

используемые
методики

стратегического
планирования

и инвестиционного анализа.
Дополнительно

необходимо
отметить

политические
факторы,

которые
находятся

вне
воздействия

нефтегазовых
компаний,

но
существенным

образом
влияют

на
их

положение. К их
числу

можно
отнести:

политику
правительств

стран,
обладающих

запасами
углеводородов

и на
территории

которых
нефтегазовые

компании
ведут

свой
бизнес;

наличие
или

отсутствие
стабильности

в регионах
добычи

углеводородов;
доступ

нефтегазовых
компаний

к новым

месторождениям

нефти и газа;

политику национализации

в ряде государств;

законодательно закрепленные

требования по

защите окружающей

среды,
технологические

стандарты,
стандарты

предоставляемой отчетности[25, с. 37].

Эффективная

инвестиционная
деятельность

нефтегазовых
компаний

невозможна
без

наличия
среднесрочных

и долгосрочных
стратегий

развития,
определяющих

наряду с
ключевыми

целевыми финансово-
экономическими

показателями,
которые

планируется
достичь,

также и
основные

направления
инвестиционной

политики, и
несколько

вероятных
сценариев

динамики
изменения

макроэкономических и
других

факторов,
воздействующих

на
нефтегазовые

компании.
Данные
стратегии

разрабатываются на основе анализа исторической информации о мировом рынке жидких углеводородов,

прогнозах
его

развития
на

долгосрочный
период,

перспективного
мирового

топливно-энергетического
баланса,

уровня

спроса

на
жидкие

углеводороды в
основных

странах-потребителях, а
также

политических
факторов:

изменения
политической

обстановки в
основных

регионах нефтедобычи и трансформаций политики

властных элит

по отношению к МНК. Отражение в стратегии

должны находить

налоговые условия

деятельности

МНК,

приоритеты компании и ее акционеров, а также развитие технологий нефтедобычи, транспортировки и переработки углеводородов.

Сложность задачи

прогнозирования
развития

такой
сложной

системы,
как

нефтяная
компания,

стоящая
перед

собственниками
МНК

и ННК

обусловливается

следующими
факторами:

взаимосвязанность
происходящих

технологических
операций

и бизнес-процессов
не

позволяет
рассматривать

отдельные аспекты функционирования нефтегазовых компаний (экономический, политический или социальный), а требует анализировать их

в совокупности; невозможность

количественного измерения

многочисленных факторов

и рисков, влияющих

на принятие

инвестиционных решений;

нелинейность и инерционность

макроэкономических процессов,

оказывающих влияние

на деятельность

нефтегазовых компаний;

сложность точного

прогнозирования основных качественных показателей мирового рынка нефти в плане баланса спроса и предложения и цены на сырье.

Решение перечисленных

проблем

заключается в определении

и градации факторов

влияния, как

внутренних, так

и внешних, а также

набора
инструментов

(управляющих факторов).
Для

каждого
фактора

определяется
степень

его
воздействия

на
другие

факторы и
на

систему
сбалансированных

показателей
компании,

ее
финансовое

и рыночное положение. В зависимости

от
рассматриваемых

сценариев,
каждый

фактор
получает

свое
количественное

измерение,
приводимое

в зависимости от

степени влияния

данного фактора. В большинстве

МНК и ННК

принята

единая

классификация
данных

факторов, с
незначительными

частными
допущениями

и обобщениями в
зависимости

от
специфики

деятельности конкретных нефтегазовых компаний.

Ранее отмечалось, что различия в ресурсно-сырьевой базе МНК и ННК определяют

и отличия в их

инвестиционных приоритетах. Аналогичным

образом данный

фактор определяет

и разницу в подходах

к построению долгосрочных

инвестиционных
стратегий

этих компаний.
Так,

зарубежными
экономистами

(StacyEller,

PeterHartley,

KennethMedlock)

подчеркивается,
что

в настоящее время

ННК (как полностью государственные, так и проходящие через процедуру частичной приватизации)

доминируют в мировой нефтегазодобыче. В своих государствах такие компании, в отличие от МНК, выполняют важнейшие социально-политические задачи: они являются источником

значительной доли налоговых и прочих поступлений в государственные бюджеты, обеспечивают занятость населения, тесно связаны с решением

комплекса

геополитических и стратегических

задач, стоящих

перед правительствами

этих стран. Данное

положение ННК

обусловливает одно из ключевых направлений их инвестиционной стратегии

- дальнейшее усиление ресурсной базы,

наращивание добычи и захват доли мирового рынка. В этом отношении инвестиционная стратегия ННК носит, в отличие от инвестиционной политики

МНК,

углубляющихся в альтернативную

энергетику, нефтепереработку

и освоение труднодоступных

месторождений, преимущественно

экстенсивный характер [61, с. 154].

Несмотря на то, что ННК, как правило, беспрепятственно получают доступ к месторождениям нефти и газа на

территории

своих
стран,

налоговое
бремя

на
них,

в первую
очередь

за
счет

налога
на

прибыль и экспортных пошлин (например, в России), является существенным, что приводит к

выкачке

финансовых
ресурсов,

которые в
противном

случае
могли

использоваться в
качестве

инвестиционных вложений.
Подобная

двойственность
положения

ННК
обусловливает

низкую
как

технологическую,
так

и экономическую
эффективность

по
сравнению

с МНК.
Инвестиционный
процесс

разделяется
на

несколько
последовательных

этапов:
установление

значений
интегральных

показателей
эффективности,

отвечающих
целевым

стратегическим
ориентирам

компании и
заданным

в бизнес-планах
финансовым

показателям
эффективности;

построение

финансовой

модели
проекта,

проведение
анализа

экономической
эффективности,

анализа
чувствительности,

оценка
воздействия

финансовых
результатов

реализации
проекта

на
ключевые

показатели
эффективности

компании,
принятие

окончательного
решения

о реализации проекта на основе всех полученных данных.

Как уже отмечалось выше, нефтяным компаниям,

вне
зависимости

от
их

статуса -
международным,

национальным, с
преимущественным

частным
или

государственным
участием

в акционерном

капитале

- присущи общие особенности инвестиционной деятельности, которые в основном можно свести к следующим специфическим характеристикам:

необходимость в постоянном обновлении и модернизации основных фондов за счет ускоренной амортизации оборудования; высокий уровень

издержек

при
реализации

инвестиционных
проектов

в нефтегазовой
отрасли,

а также
высокие

удельные
расходы

на
единицу

оборудования и бурения,

что связано

с его чрезвычайно

высокой материалоемкостью

и энергоемкостью при

производстве;
долгосрочный

характер
инвестиций;

необходимость
создания

транспортной
инфраструктуры;

высокая
степень

риска,
связанная

как с

геологическими,

экологическими,
так

и с политическими
рисками,

налоговыми
условиями

и рыночной конъюнктурой.

Следует

отметить,
что

подобные особенности

в равной степени

относятся и к другим

отраслям хозяйства

мировой экономики,

однако именно

в нефтегазовой отрасли

они
складываются

в единый
комплекс

условий,
определяют

требования к финансово-
экономическим

показателям проектов.
Как

указывалось
ранее,

недофинансирование крупными нефтегазовыми компаниями своих инвестиционных программ по модернизации и техническому перевооружению в 80-90-х

гг. привело к снижению способности как МНК, так и НМК к наращиванию добычи в условиях растущего спроса

на сырье, а также к серьезным технологическим авариям и техногенным катастрофам, вызвавшим обеспокоенность со стороны государственных институтов

и поставившим вопрос об усилении регулирования отрасли. К подобным аварям следует отнести взрыв и разрушение нефтеперерабатывающего

завода
«Бритиш

Петролеум» в
Техасе

в марте
2005

г., в результате
которого

погибло
15

человек. Проведенное
регулирующими

и надзорными

органами

США
расследование

выявило,
что

основными
причинами

катастрофы
явились

проводимая
компанией

политика
по

сокращению
издержек,

долговременное
использование

полностью
амортизированного

оборудования и
отсутствие

инвестиций в
основные

фонды.

Выводы к 1 главе

В первой главе проведен обзор целей и роли инвестиционной политики для предприятий, также приведены инструменты финансирования проектов.

Представлен краткий анализ отраслевых показателей крупнейших компаний российской нефтегазовой отрасли и сравнение объемов инвестиций отечественных и мировых лидеров рынка.

Стоит отметить существенный разрыв в объемах инвестиционных вливаний российских и международных нефтегазовых компаний, что говорит о масштабах деятельности компаний. Тем не менее, наблюдается основная цель большинства проектов, направленных на снижение себестоимости добываемой продукции и, соответственно, улучшение финансовых показателей компании.

Произведён также обзор характеристики нефтегазовой отрасли в целом, и зависимость выбора инвестиционной стратегии компании и её приоритетов от её структуры.

ГЛАВА II. АЛГОРИТМИЗАЦИЯ ВЫБОРА НАПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО ДИВЕРСИФИКАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1. Управление нефтегазовым предприятием на базе адаптивного развития

Эффективное

функционирование
предприятий

нефтегазовой
промышленности,

базирующееся
на

тенденциях
развития

мирового
рынка

энергетики,
прогнозировании

и нестабильности его конъюнктуры, естественной убыли функционирующих нефтяных и газовых месторождений, моральном и физическом

износе

основных
производственных

фондов
нефтегазовых

предприятий,
проблемах,

связанных
со

снижением
инвестиционной

привлекательности и
привлечением

инвестиционных
вливаний

в отрасль,
возможно

только
при

эффективном
стратегическом

управлении,
которое

требует
функциональной

гибкости и максимальной адаптации к изменениям рыночной среды.

Эмпирический анализ теоретических основ стратегического управления позволяет

предположить,
что

его
эффективность

зависит
не

только
от

объективной
оценки

выбора
стратегии

руководителями
предприятий,

а в определении экономических,

политических, научно-технических,

социальных и других

факторов, влияющих

на развитие

организации. Важно

отметить,

что
существующие

способы
оценки

не
предусматривают

степень
корректировки

стратегии в
ходе

ее
реализации,

в связи, с чем

необходимы такие

методы управления,

которые гибко

реагируют и предопределяют

своевременные изменения

на
предприятии,

позволяющие
добиваться

конкурентных
преимуществ,

что в
совокупности

дает
возможность

организации

выживать

в долгосрочной перспективе.

Управление

производственными

процессами

на

предприятиях

нефтегазовой

промышленности,

имеющих

относительную

самостоятельность и

закономерность

развития в

экономике,

немыслимо
без

совершенствования и
оптимизации

классификации
инструментов

стратегического
управления

с учетом
рыночных

реалий. Особую
роль

в усилении значимости

стратегического управленческого

инструментария играют

постоянные изменения

внутренней и внешней

среды, изменение

поведения конкурентов. Иными

словами, необходима

такая классификация

инструментов стратегического

управления нефтегазовым

предприятием, которая

не

только

соответствует
задачам

современного
стратегического

менеджмента,
но

и учитывает
условия

постоянно
изменяющейся

рыночной среды [56, с. 175].

Таблица 2.1

Матрица альтернативных стратегий развития предприятий нефтегазовой промышленности

Состояние среды	В норме	Отклонение	Альтернативные стратегии
Сценарий 1. Устойчивое состояние			
макроуровень	в норме		Стратегии 1,2,3
мезоуровень	в норме		
микроуровень	в норме		
Сценарий 2. Полномасштабный кризис			
макроуровень		отклонение	Стратегии 4,5
мезоуровень		отклонение	
микроуровень		отклонение	
Сценарий 3. Тревожная внутренняя ситуация			
макроуровень		отклонение	Стратегия 6
мезоуровень	в норме		
микроуровень	в норме		
Сценарий 4. Зрелость отрасли и внутренняя слабость			
макроуровень	в норме		Стратегия 7
мезоуровень		отклонение	
микроуровень		отклонение	
Сценарий 5. Опасная внешняя ситуация			
макроуровень	-	отклонение	Стратегии 4,8,9
мезоуровень	-	отклонение	
микроуровень	в норме	-	

Продолжение таблицы 2.1

Сценарий 6. Внутренняя слабость			
макроуровень	в норме	-	Стратегии 9, 10, 11, 12, 13
мезоуровень	в норме	-	
микроуровень	-	отклонение	
Сценарий 7. Зрелость отрасли и внутренняя сила			
макроуровень	в норме	-	Стратегии 1, 7
мезоуровень	--	отклонение	
микроуровень	в норме	-	
Сценарий 8. Внутренняя слабость и тревожная внешняя ситуация			
макроуровень	-	отклонение	Стратегии 6, 9, 10, 11, 13
мезоуровень	в норме	-	Стратегии 6, 9, 10, 11, 13
микроуровень	-	отклонение	

Источник: [6, с. 27]

Цифрами в столбце матрицы обозначены, следующие типовые стратегии:

Сценарий 1 – стратегия постоянного наступления;

Сценарий 2 – стратегия обороны и укрепления;

Сценарий 3 – стратегии в отношении

фирм,
следующих

за лидером;

Сценарий 4 – стратегия

увеличения
доходов

и уменьшения издержек;

Сценарий 5 – стратегия

продажи
части

активов
для

сохранения
части

бизнеса;

Сценарий 6 – стратегия ограниченного

роста;

Сценарий 7 – стратегии
диверсификации

(связанные) и
неродственные

(несвязанные) отрасли;

Сценарий 8 – стратегия концентрации на растущих рыночных сегментах отрасли;

Сценарий 9 – стратегия дифференциации на основе улучшения

качества и инноваций;

Сценарий 10 – стратегия вакантной ниши;

Сценарий 11 – стратегия специализации;

Сценарий 12 – стратегия роста за

счет
слияний

и поглощений;

Сценарий 13 – стратегия

характерного имиджа.

Таким

образом,
предложенная

матрица
альтернативных

стратегий
развития

предприятий
нефтегазовой

промышленности,
является

простым и
удобным

аналитическим
инструментом

стратегического
развития,

что
позволяет

менеджменту
предприятия

быстро
принимать

решение о
выборе

рациональной
стратегии

на
основе

разработанных
сценариев

и определённых

для

них
типовых

стратегий.
Существует
также

модульная
программа

регламентации
деятельности

нефтегазовых
компаний,

в которую входят

следующие конкретные

направления деятельности:

- выделение

  в самостоятельные компании

  специализированных сервисных

  подразделений;
- оптимизация

  взаимодействия

работы подразделений с подрядчиками;

- перевод управлений и отдельных предприятий с малой производительностью в цеха с подчинением, образовавшимся региональным центрам;

В рамках направления регламентации деятельности нефтегазовых предприятий предлагается:

- создать региональные центры по территориальному признаку путем

соединения нескольких обществ с ограниченной ответственностью;

- компании с низкой производительностью присоединить к региональным центрам

и перевести их в цеха;

- выделить сервисные подразделения и объединить в крупные сервисные компании.

Таким образом,

происходит оптимизация организационной структуры предприятий и цехов, ликвидация ряда отделов и сосредоточения внимания персонала на основном

производстве,
что

ведет к
увеличению

производительности
труда

и сокращению
затрат

на
содержание

аппарата управления.

Переход к вышеуказанной модели организации и функционирования нефтегазовой компании предполагает:

- изменение организационного построения компании и механизмов взаимодействия структурных единиц;
- оптимизацию

состава

добывающих

мощностей;

- изменение

структуры

и конфигурации

технологических

объектов;

- реорганизацию

обеспечивающих

производственных мощностей;

- совершенствование

системы управления.

Региональный

центр выполняет следующие функции:

- разработка и реализация стратегий развития региональных подразделений;
- взаимодействие с компанией, подготовка сводной отчетности;

- распределение обязанностей и контроль их выполнением;
- разработка бизнес-планов, технико-экономических обоснований по инвестиционным проектам, контроль

соблюдения утвержденных показателей;

- управление движением денежных средств и обязательств.

Цеха и отделы осуществляют

эксплуатацию

технологических
объектов

в рамках
процесса

подъема
жидкости,

поддержания
пластового

давления,
транспортировки

и подготовки

нефти

и газа выполняют

следующие функции:

- определение

  режимов разработки,

  планирование мероприятий,

  необходимых для

исполнения

заданий

по

объему

и себестоимости добычи;

- заказ

работ и

услуг

подрядчиков

(капитальный

ремонт

скважин

(КРС),

ремонт

оборудования,

бурение

скважин,

работы

по

повышению

нефтеотдачи);

- эксплуатация

нефтепромыслового

оборудования и технологических объектов;

- реализация утвержденных региональным центром инвестиционных проектов.

2.2. Анализ перспективных направлений инвестиционных проектов российской нефтегазовой компании

Несмотря на неопределенность на нефтегазовом рынке, а также общие проблемы российской экономики в последнее время нефтегазовые компании страны продолжают вкладывать миллиарды долларов в новые проекты по разработке нефтяных и газовых месторождений. Подобно мировым лидерам, российские нефтегазовые компании ежегодно тратят миллиарды долларов на крупные инвестиционные проекты. Добыча нефти и газа на существующих

месторождениях, а также разведка и освоение новых, в особенности шельфовых месторождений и месторождений, расположенных в труднодоступных районах, требуют значительных затрат. Компаниям также приходится тратить большие суммы на развитие необходимых нефтепромысловых объектов и трубопроводной инфраструктуры, а также на модернизацию НПЗ с целью повышения объемов и глубины нефтепереработки. Объем этих инвестиций ежегодно увеличивается. Начиная с 2009 г., суммарные годовые темпы роста российских инвестиций в капитальные проекты составляли 18 %, к 2017 г. объем вложений оценивается в 48 млрд. долл. США, и, несмотря на нынешнюю нестабильность, крупнейшие игроки, скорее всего, продолжат инвестировать суммы аналогичного размера.

Рассматривая инвестиционные проекты российских нефтегазовых компаний последних лет, можно отметить интенсивное развитие активов расположенных в Восточной Сибири, Арктике и на Дальнем Востоке.

В частности, разработка Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Сургутнефтегаз», разработка Среднеботуобинскогонефтегазоконденсатного месторождения в Якутии ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (дочерняя компания «НК «Роснефть»), проекты Сахалин-1 и Сахалин-2, проект Ямал СПГ, разработка Ванкорского кластера меторождений ООО «РН-Ванкор», МЛСП «Приразломная» в Печерском море ПАО «Газпром нефть», Чонский проект и «Мессояха».

Рисунок 2.1 – Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение на карте России

Источник: [18, с. 122]

Рисунок 2.2 – Ванкорское нефтегазовое месторождение на карте России

Источник: [18, с. 123]

Анализируя вышеперечисленные, многомиллиардные проекты, встают два логичных вопроса экономической целесообразности для реализации, столь сложных технических задач:

- существует ли достоверность в объеме балансовых и извлекаемых запасов и технологий извлечения углеводородного сырья на представленных лицензионных участках?
- в каком направлении планируется реализовывать добытую продукцию?

Исследуя арктические запасы углеводородного сырья, приходим к следующему выводу. За полярным кругом находится 25% мировых запасов нефти и газа. Россия не только является лидером в их освоении, но и превосходит всех остальных по количеству запасов: по нефти у нас 43%, а по газу — 91%. Данные показатели в соотношении с другими странами, имеющими выход к Арктике, представлен на рисунке 4.

Технология добычи на шельфовых проектах, хоть и затруднена из-за наложенных санкций, но развивается в нужном направлении. Результатом успешной работы отечественных специалистов является МЛСП «Приразломная», с которой отгрузка первого танкера началась 18 апреля 2014 г.

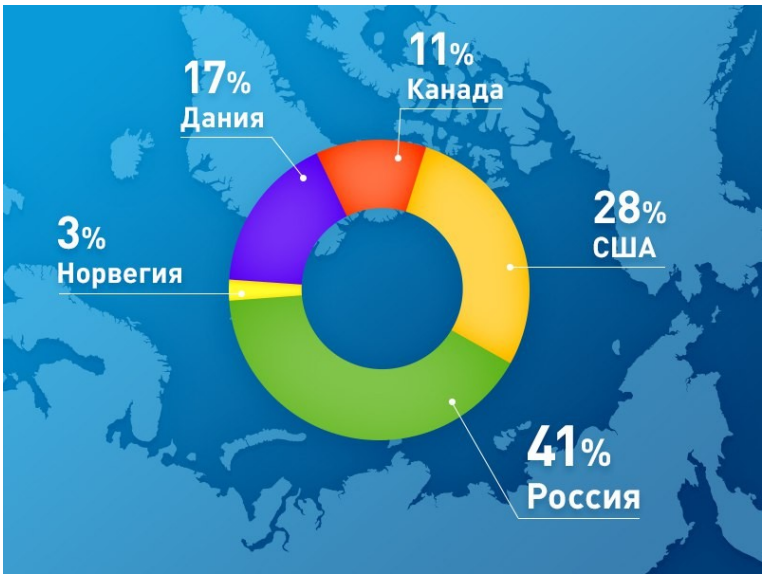

Рисунок 2.3 – Доля стран в арктических запасах нефти и газа

Источник: [20, с. 17]

Если касаться перспективности и целесообразности проектов на континенте, то оказывается, что балансовые и извлекаемые запасы также впечатляют. Помимо этого усиленными темпами развиваются и внедряются в производственную деятельность инновационные технологии добычи. Стоит отметить такой крупный проект как «Бажен», направленный на разработку и эксплуатацию так называемых пластов с трудноизвлекаемыми запасами, преимущественно из баженовской свиты. Стоит отметить, что данный технологический проект поддерживается региональными властями субъектов

Федерации, где собственно располагаются лицензионные участки с баженовской свитой.

В вопросе содействия государственных органов развитию отрасли сложно обойти стороной закон о дифференциации налога на добычу полезных ископаемых для трудноизвлекаемых запасов нефти, который был принят и утвержден в июле 2013 г. Суть этого закона в щадящем налогообложении добытого нефтяного эквивалента, из объектов, относящихся к ТРИЗ. Установлены коэффициенты на каждый пласт, такие как тюменская, ачимовская и баженовская свиты.

Заимствование успешного зарубежного опыта также имеет место быть, в частности, такие технологии как «рыбья кость» и многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах показали свою эффективность, как на традиционных месторождениях Западной Сибири, так и в Восточной Сибири. Также развиваются направления, касающиеся добычи из карбонатных коллекторов и высоковязкой нефти.

Относительно проектов Сахалин-1 и Сахалин-2, которые совместно реализуют российские и зарубежные гиганты отрасли, можно с уверенностью сказать, что технологические вызовы вполне им под силу.

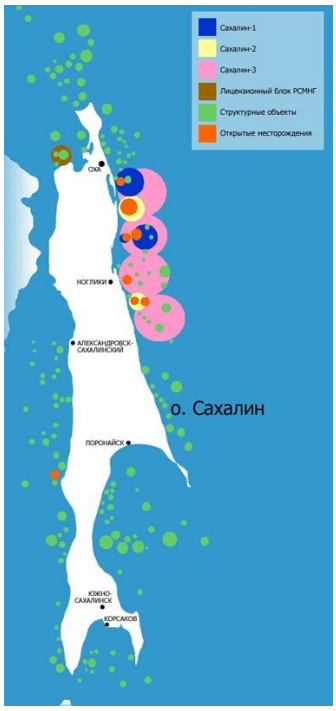

Рисунок 2.4 – Расположение проектов на острове Сахалин

Источник: [9, с. 33]

Анализируя перспективы реализации нефтегазовыми компаниями углеводородного сырья целесообразно рассматривать только восточное направление. Выбор данного направления вполне логичен, так как все новые крупные проекты российских нефтегазовых компаний находятся или в восточной части страны или на шельфе. Данному направлению способствуют следующие факторы:

- логистический;
- потребления (или тренд потребления).

В условиях стратегической важности энергоносителей для стабильности ведущих экономик мира роль энергетического фактора в международных отношениях находится на стабильно высоком уровне. Формулировка задач внешней политики каждого государства включает в себя элементы соблюдения энергетической безопасности и определения приоритетных направлений сотрудничества в этой области. Поскольку месторождения энергоносителей, инфраструктура добычи и транспортировки расположены в мире неравномерно, пути поставок энергоносителей отражают как методы использования геологической потенциала своих территорий государствами-экспортерами, так и политико-экономические преференции государств-потребителей. Одним из примеров такого взаимодействия являются отношения Российской Федерации и стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Традиционные крупные потребители российских энергоносителей, коим являются ведущие страны Европейского континента, взяли курс на

постепенный переход к альтернативным видам энергии, что, несомненно, повлечет за собой неминуемое снижение потребления нефти.

Для перенаправления экспорта энергоресурсов уже находятся на стадии реализации крупные проекты компании ПАО «Транснефть». Основным проектом является трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан», а существующая и строящаяся трубопроводная система данной компании изображена в приложении 1.

2.3. Алгоритм выбора инвестиционного проекта

«Азиатско-Тихоокеанский регион является политико-экономическим термином, которым сегодня обозначают страны, что расположены по периметру Тихого океана и многочисленные островные государства в самом океане. К крупнейшим городам региона относятся: Шанхай, Гонконг, Макао, Сингапур, Сеул, Токио, Лос-Анджелес, Сидней, Мельбурн, Сан-Франциско. Штаб-квартиры многих международных и негосударственных организаций Азиатско-Тихоокеанского региона расположены в Гонолулу (Гавайи).

Исследование указанной проблематики опираются, прежде всего, на анализ экономического взаимодействия государств в энергетической сфере. К ним, прежде всего, относятся, кроме статистики самих государств, международные аналитико-статистические сборники, такие как World Energy Outlook и BP Statistical Rewiew of World Energy. Общий анализ указанной проблемы содержится в трудах С. Жизнина, В.Якунина, В.Тарлинського, критический анализ российской «энергетической дипломатии» содержится в трудах западных экспертов: Р.Слейтера, С.Либа и отечественных публицистов В.Панюшкина, М.Зигаряи российско-британского исследователя А.Остальського. Их исследования направлены на формирование общей оценки энергетического фактора в межгосударственных отношениях начала нового тысячелетия.

Формирование современного состояния энергетических отношений ведущих государств мира имело свои этапы, среди которых 1998-2005 гг.

составляет заметный своеобразный этап. Он обозначает восстановление масштабных проектов сотрудничества в энергетической сфере России со странами Азиатско-Тихоокеанского региона после азиатского финансового кризиса 1998 г. [17, с. 16].

Особый интерес России в развитии энергетического сотрудничества с странами Азии и Азиатско-Тихоокеанского региона основывается на следующих факторах.

Во-первых, в регионе наблюдается устойчивый рост спроса на энергоресурсы, быстрое развитие рынков сбыта с большими возможностями для поставок российского газа, нефти и нефтепродуктов, а в перспективе – электроэнергии и энергооборудования, включая его наукоемкие виды и, возможно, услуги. Судя по прогнозам, экономический рост в регионе должен продолжаться и в начале XXI века, несмотря на серьезный финансовый кризис, который пережили в предыдущие годы многие страны Азии.

Во-вторых, в ряде стран региона существовал потенциальный спрос на российских специалистов в энергетической сфере практически всех профилей.

В-третьих, регион уже стал одним из крупнейших рынков капитала, возможности которого, в частности, могли быть использованы для освоения ресурсно-сырьевого потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока России путем реализации крупных международных проектов [15, с. 37].

Важно иметь в виду экономическую и политическую неоднородность стран Азиатско-Тихоокеанского региона, а также отличие их интересов. Напомним, что среди них есть и экспортеры энергетических ресурсов – в частности, Австралия, Вьетнам, Индонезия, Малайзия. Некоторые из них могли выступать – в зависимости от ситуации – партнерами или конкурентами Российской Федерации по поставкам энергоресурсов. Целесообразно учитывать, что именно в Азиатско-Тихоокеанском регионе расположены наиболее динамичные в экономическом отношении страны-импортеры, каждая из которых проявляла интерес к развитию

энергетического сотрудничества с Россией. Кроме Китая и Японии, особый интерес для России в плане развития энергетического сотрудничества представляли двусторонние отношения с Республикой Корея и Индией. Со стороны Индии и Китая проявлялись инициативы начале своеобразного трехстороннего диалога с Россией по поводу стратегического энергетического партнерства.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе, несмотря на последствия финансового кризиса, активно развивалось не только двустороннее, но и многостороннее энергетическое сотрудничество. В значительной степени это было связано с формированием институтов регионального энергетического сотрудничества в рамках межправительственного форума Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества (АТЭС). В АТЭС, образованном в 1989, участвуют: Австралия, Канада, КНР, Республика Корея, Малайзия, Мексика, Сингапур, США, Таиланд, Япония. В ноябре 1997 г. на саммите АТЭС в Ванкувере было принято решение о приеме в него России, Перу и Вьетнам в качестве постоянных членов, официально произошло на саммите АТЭС в ноябре 1998 в столице Малайзии Куала-Лумпуре. С 1998 Россия регулярно принимает участие в ежегодных саммитах этой организации [14, с. 22].

Таблица 2.2

Показатели роста ВВП на 2017 г. по данным Всемирного Банка

Страна	Рост ВВП в 2017 г., %
КНР	6,9
Индия	7,1
Япония	1
Республика Корея	1,7
Таиланд	3,1

Тайвань	1,7
Филиппины	6,9

Источник: составлено автором по [14, 58]

Нефтегазовый комплекс России традиционно экспортно-ориентирован. Результаты деятельности нефтегазового комплекса являются основной базой для формирования платежного баланса России и поддержания курса национальной валюты.

Нефтегазовые доходы, а именно платное недропользование в форме налога на добычу полезных ископаемых и экспортные таможенные пошлины, составляют значительную долю налоговых поступлений в федеральный бюджет.

По данным Министерства Финансов России к середине 2016 г. доля нефтегазовых доходов существенно сократилась до 42,9%. По итогам исполнения федерального бюджета за 2016 г. доля нефтегазовых доходов в общем объеме доходов составила лишь 37,4%. Это самая низкая доля нефтегазовых доходов с августа 2009 г. На рисунке 1 представлена динамика доли нефтегазовых доходов в бюджете России за последние 7 лет.

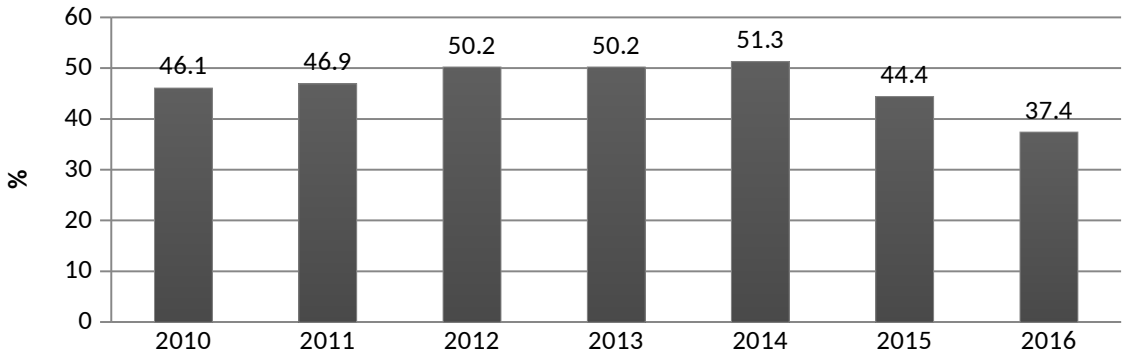

Рисунок 2.5 – Динамика доли нефтегазовых доходов в бюджете Российской Федерации, 2010 – 2016 гг., %

Источник: составлен автором по данным [3,с. 16]

За 2015 г. они составляли 44,5 % или 5 862,7 млрд. руб. Доходы от экспорта сырой нефти составляют около 70% от общей суммы нефтегазовых доходов. В настоящее время сырьевую базу нефтяной отрасли формируют

более 150 крупных нефтяных месторождений. Доказанные запасы нефти составляют 14,1 млрд. тонн. Согласно данным ОПЕК Россия является мировым лидером по добыче нефти, ее доля в мировой добыче составляет 14%. Общая добыча нефти за 2015 г. составила 534 млн. тонн, в частности в январе-сентябре 2016 г. – 406,718 млн. тонн. По экспорту нефти Россия занимает второе место, уступая лишь Саудовской Аравии. По данным Федеральной таможенной службы ежедневный экспорт составляет 5,5 млн баррелей нефти. Динамика экспорта сырой нефти из России за последние 10 лет представлена на рисунке 2.

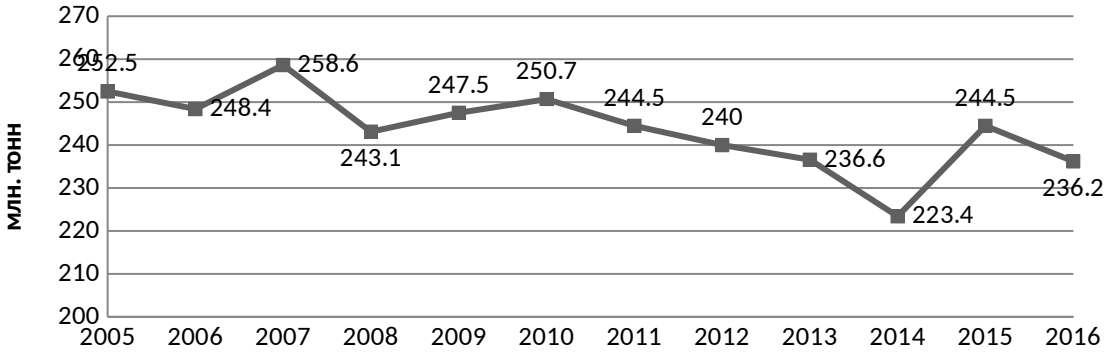

Рисунок 2.6 – Динамика экспорта сырой нефти из Российской Федерации, 2005 – 2016 гг., млн. тонн

Источник: составлен автором по данным [3,с. 17]

Так, по итогу 2016 г. экспорт сырой нефти составил 236,2 млн. тонн, а доходы от её экспорта сократились на 17,7% до 73,67 млрд. долл. [6, с. 18].

Услугами спецморнефтепорта ООО «Транснефть-Порт Козьмино» на 2016 г. пользуются такие российские компании, как АО «Ангарская нефтехимическая компания» (дочерняя компания ОАО НК «Роснефть), ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпромнефть», «Urals Energy» и ОАО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». Через порт «Козьмино» реализуется 56,88% от общего объема экспорта в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Список стран, куда от причалов дальневосточного терминала уходят танкеры с нефтью, постоянно расширяется, это: Китай, Южная Корея, Япония, США, Сингапур, Таиланд, Тайвань, Индонезия, Филиппины, Индия, Перу, Малайзия, Новая Зеландия, Австралия, Вьетнам.

Глобальный спрос на нефть в 2016 г. увеличился до 43,3 млрд. тонн, или на 1,9% по сравнению с 2015 г. Среднегодовые показатели 2005 – 2016гг. колебались в пределах 1%, а в 2015 г. состоялся «скачок» спроса. Стоит отметить, что указанный показатель соответствует показателю общего мирового потребления энергоресурсов(доля использования нефти в мировом энергетическом балансе в 2015г. впервые с 1999г. достигла 32,9%, что позволяет ей уверенно занимать первое место среди других энергоносителей, опережая уголь, как ближайшего «конкурента», на 3,7%.).

По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), в ближайшие 20 лет спрос на нефть в мире должен постепенно расти, и к2035 г. может повыситься почти до 100 млн. барр. в сутки.

Крупнейшим потребителем нефти с большим отрывом от других стран мира на протяжении долгого исторического промежутка времени остаются США. В 2016г. страна использовала 851,6 млн. тонн нефти (на 1,6% больше, чем в 2014г.), что составляет 19,7% мирового спроса. На втором месте с показателем в 559,7 млн. тонн (рост составил 6,2%), или 12,9% мирового спроса, уверенно расположился Китай. С очень большим отрывом тройку лидеров замыкает Индия, что использовала в 2016г. 195,5 млн. тонн (рост составил 8,1%), или 4,5% мирового потребления (таблица 2.2). Значительное снижение потребления нефти с 2005г. наблюдается в развитых странах мира: Японии – минус 23%, США – минус 9,2% и Германии – минус 10%. В то же время, развивающиеся страны, за этот период существенно повысили уровень потребление нефти Китай – на 70% и Индия – на 60%.

В региональном измерении крупнейшим потребителем нефти является Азиатско-Тихоокеанский регион, на который приходится 34,7% мирового потребления, следом идут страны Северной Америки (23%), Европы и Евразии (19,9%). Максимальный спрос на нефть и в дальнейшем будут демонстрировать Китай, США и Индия, ведь именно эти страны являются наиболее зависимыми от объемов поставок и цены.

Следует коснуться и ценового аспекта. Заметим, что стремительное падение цен на нефть на мировых рынках негативно повлияло на обеспечение энергетической и экономической безопасности каждой из стран-добытчиков (наполнение бюджетов, выполнение социальных обязательств, привлечение иностранного частного капитала в угледобывающие проекты).

Таблица 2.3

Потребление нефти странами мира, млн. тонн

Страна		Статистика по годам за период с 2005 по 2016 гг.											% общего в 2016г.
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Весь мир	3 933,9	3 977,2	4 032,3	4 018,1	3 948,7	4 079,9	4 121,6	4 168,6	4 209,9	4 251,6	4301,8	4 331,3	100
1. США	938,4	930,7	928,8	875,4	833,2	850,1	834,9	817,0	832,1	838,1	842,1	851,6	19,7
2. Китай	328,6	352,7	370,2	377,5	392,2	447,9	464,2	486,3	507,2	526,8	531,1	559,7	12,9
3. Индия	121,9	128,3	138,1	144,7	152,6	155,4	163,0	173,6	175,3	180,8	191,4	195,5	4,5
4. Япония	247,2	238,0	230,9	244,8	200,4	202,9	203,6	217,0	208,0	197,3	188,4	187,6	4,4
5. Саудовская Аравия	94,2	98,4	104,	114,4	125,9	137,1	139,1	146,2	147,3	160,1	162,4	168,1	3,9
6. Россия	125,0	130,4	130,4	133,6	128,2	133,3	142,2	144,6	144,9	150,8	145,6	143,0	3,3
7. Бразилия	95,2	96,5	102,7	110,1	110,3	120,0	125,9	128,8	137,4	143,4	142,4	137,3	3,2

Продолжение таблицы 2.3

8. Южная Корея	104,7	104,7	107,6	103,1	103,7	105,0	105,8	108,8	108,3	107,9	111,4	113,7	2,6
9. Германия	122,4	123,6	112,5	118,9	113,9	115,4	112,0	111,4	113,4	110,4	110,1	110,2	2,5
10. Канада	99,9	99,4	102,3	101,2	95,0	101,6	105,0	103,3	103,5	103,3	101,2	100,3	2,3
Другие страны	1 656,4	1 674,5	1 704,8	1 694,4	1 693,3	1 711,4	1 725,9	1 731,6	1 732,5	1 732,7	18014,4	2 046,7	40,7

Источник: составлено автором по данным [11,с. 19]

Таким образом, мировое потребление нефти в 2016 г. показало рекордный рост за последние шесть лет (по данным Управления энергетической информации (EIA) США) [11, с. 4]. Основная доля этого роста пришлась на растущие азиатские экономики.

К основным факторам стремительного падения цен на нефть за последние три года стоит отнести:

– развитие проектов по добыче сланцевой нефти в США;

– отмены санкций против Ирана, дает возможность стране увеличить объемы добычи и экспорта нефти;

– повышение учетной ставки ФРС США;

– политика Саудовской Аравии по поддержке высокого уровня добычи с целью торможения роста объемов добычи сланцевой нефти и сокращение темпов наращивания производства «зеленой» энергии (прежде всего, ветровой и солнечной);

– быстрая динамика развития альтернативной энергетики [16, с. 82].

Итак, в результате приведенных факторов произошло ощутимое превышение предложения над спросом и сформировало ключевой механизм ценового падения на нефть. Однако существенное снижение цен в течение одного года обусловлено не исключительно экономическими факторами. Кроме указанных, важную роль сыграли и нерыночные факторы – договоренности между участниками нефтяного рынка, имеющих политический контекст. Реакцией на резкое снижение цен на нефть стало то, что в целом в развитие и добычу нефти было вложено по разным оценкам около 550 млрд. долл., или на 15 – 20% меньше, чем в 2014г.» [16, с. 84].

Выводы ко 2 главе

В данной главе подробно изложена аналитика, касающаяся алгоритмизации и обоснования выбора направления инвестиционной стратегии для нефтегазовой компании «Х», ведущим основную свою деятельность в пределах Российской Федерации.

Используя эмпирический анализ теоретических основ стратегического управления нефтегазовым предприятием, за основу был взят инструментарий, который учитывает фактор постоянно изменяющейся рыночной среды. Данный фактор особенно актуален для нефтегазового рынка, а волатильность цен на углеводороды являются тому подтверждением. Представленный инструментарий учитывает как макроэкономическую конъюнктуру, так и финансовое состояние предприятия в рассматриваемый момент.

Также в главе рассмотрены перспективные направления инвестиционных проектов у крупнейших игроков на нефтегазовом рынке России. Данный анализ не оставляет без внимания чёткий тренд на смену географии расположения крупнейших пилотных проектов компаний отрасли. Идёт постепенное и уверенное освоение лицензионных участков, расположенных в Восточной Сибири, Дальнем Востоке и Северном Ледовитом океане. Из этого вытекает логическое умозаключение, касающееся смены экспортного направления добываемой продукции.

Исходя из аналитики, приведенной во второй главе, можно понять, что положение российской нефтегазовой компания «Х», действующей по матрице альтернативных стратегий развития (таблица 1), относится к 7 сценарию. Выбор стратегии диверсификации является неотъемлемой частью этого сценария. Поэтому принимая во внимание всю вышеописанную аналитическую часть, предлагаю компании «Х» направить свою инвестиционную политику в среднесрочной перспективе на диверсификацию бизнеса. Диверсификация должна коснуться в первую очередь логистических

возможностей нефтегазовой компании в эпоху грядущих перемен направления экспорта нефти. Смена направления экспортных потоков для российских компаний отрасли будет сложно вообразить без танкерных перевозок, поэтому наращивание танкерного флота и должно стать драйвером стратегии диверсификации.

ГЛАВА III. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ВЫБОРА НАПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА И АНАЛИЗ ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ

3.1. Финансовый анализ нефтегазовой компании «Х»

Анализ эффективности использования основного и оборотного капитала. Для оценки использования основного и оборотного капитала предприятия рассчитывают коэффициенты фондоотдачи и фондоёмкости.

Показатель фондоотдачи (ФО) определяется путем деления продукции на среднегодовую стоимость производственных фондов и показывает, какой объем товарной продукции (ТП) может быть выпущен в расчете на один рубль основного капитала.

$$ФО = \frac{ТП}{ОФ} \quad (3.1)$$

$$ФО_{2015} = \frac{34000}{7200} = 4,72$$

$$ФО_{2016} = \frac{35000}{7450} = 4,7$$

В 2016 г. показатель фондоотдачи снизился, хотя и незначительно, что свидетельствует о том, что в этом году «Х» менее эффективно использовало свои основные фонды, по сравнению с предыдущим годом.

Фондоёмкость — это величина обратная фондоотдачи, характеризующая стоимость основных производственных фондов, приходящуюся на 1 руб. товарной продукции.

$$ФЕ = \frac{1}{ФО} \quad (3.2)$$

$$ФЕ_{2015} = \frac{1}{4,72} = 0,212$$

$$ФЕ_{2016} = \frac{1}{4,7} = 0,213$$

Фондоёмкость предприятия повысилась, что означает снижение эффективности производства. В целях повышения эффективности использования основного капитала предприятию и в дальнейшем необходимо увеличивать фондоотдачу и понижать фондоёмкость.

*Анализ рентабельности.*В широком смысле слова понятие рентабельности означает прибыльность, доходность. Предприятие считается рентабельным, если результаты от реализации продукции, работ, услуг покрывают издержки производства (обращения) и, кроме того, образуют сумму прибыли, достаточную для нормального функционирования предприятия.

Под рентабельностью предприятия понимается его способность к приращению вложенного капитала.

Деловая активность предприятия в финансовом аспекте проявляется, прежде всего, в скорости оборота его средств. Рентабельность предприятия отражает степень прибыльности его деятельности. Анализ деловой активности и рентабельности заключается в исследовании уровней и динамики разнообразных финансовых коэффициентов оборачиваемости и рентабельности, которые являются относительными показателями финансовых результатов деятельности предприятия.

Основные показатели рентабельности можно объединить в следующие группы:

1) показатели рентабельности капитала (активов);

2) показатели рентабельности продукции;

3) показатели, рассчитанные на основе потоков наличных денежных средств.

Основным индикатором при анализе рентабельности предприятия является *уровень общей рентабельности:*

$$P_{общ} = \frac{\text{Прибыль до начисления } \%}{\text{Активы}} \cdot 100\ \% \qquad (3.3)$$

$$P_{общ2015} = \frac{3900}{16850} \cdot 100\% = 23{,}15\%$$

$$P_{общ2016} = \frac{4200}{17120} \cdot 100\% = 24{,}53\%$$

Уровень общей рентабельности в 2016 г. вырос на 1,38% по сравнению с 2015 г. Это связано с увеличением прибыли до начисления процентов на 7,7% и увеличение активов предприятия на 1,6%, что благополучно сказывается на финансовой деятельности предприятия «Х».

Уровень общей рентабельности показывает, какую прибыль предприятие получает с одного рубля имущества предприятия.

Для более точного определения развития фирмы, исходя из уровня общей рентабельности, необходимо рассчитать ещё два индикатора: рентабельность оборота и число оборотов капитала.

*Рентабельность оборота*показывает, какую прибыль предприятие получает с одного рубля реализуемой продукции.

$$P_{обр} = \frac{\text{Прибыль до начисления } \%}{\text{Выручка от реализации}} \cdot 100\ \% \qquad (3.4)$$

$$P_{обр2015} = \frac{3900}{34000} \cdot 100\% = 11{,}47\ \%$$

$$P_{обр2016} = \frac{4200}{35000} \cdot 100\% = 12\ \%$$

Рентабельность оборота в 2015 г. составила 11,47%, в 2016 г. –12%. Это означает, что с каждого рубля реализованной продукции предприятие получило соответственно 11,47 и 12 копеек прибыли. Рентабельность оборота увеличилась в 2016 г. на 0,53%, что свидетельствует о более эффективном ведении хозяйственной деятельности.

Число оборотов капитала показывает отношение валовой выручки (оборота капитала) к величине его капитала. Чем выше валовая прибыль, тем больше число оборотов её капитала. Число оборотов капитала за год позволяет устанавливать и сравнивать скорость оборота отдельных капиталов.

$$N = \frac{\text{Выручка от реализации}}{\text{Активы}} \quad (3.5)$$

$$N_{2015} = \frac{34000}{16850} = 2{,}018$$

$$N_{2016} = \frac{35000}{17120} = 2{,}044$$

Число оборотов предприятия «Х» незначительно увеличилось, благодаря этому достигнуто и поддерживается устойчивое финансовое состояние.

Уровень общей рентабельности рассчитаем следующим образом: произведением рентабельности оборота и числа оборотов капитала.

$$P_{об2015} = 11{,}47 \cdot 2{,}018 = 23{,}15\ \%$$

Рассчитав уровень общей рентабельности вторым способом и округлив данные, получим примерно такие же числа, как и в первом способе.

Рентабельность собственного капитала показывает, какую прибыль предприятие получает с одного рубля собственного капитала.

$$P_{соб.кап} = \frac{\text{Прибыль до начисления процентов}}{\text{Собственный капитал}} \cdot 100\ \% \quad (3.6)$$

$$P_{соб.кап.2015} = \frac{3900}{7500} \cdot 100\% = 52\ \%$$

$$P_{соб.кап.2016} = \frac{4200}{7400} \cdot 100\% = 56{,}8\ \%$$

Рентабельность собственного капитала увеличилась на 4,8%. Это связано с увеличением в 2016 г. прибыли до начисления процентов на 7,7%.

Рентабельность продукции -показатель эффективности производства, определяемый отношением прибыли от реализации продукции к ее себестоимости (в процентах). Рентабельность продукции показывает, какую прибыль предприятие получает с одного рубля текущих затрат.

$$P_{пр} = \frac{\text{Прибыль после начисления \%}}{\text{Издержки}} \cdot 100\ \% \qquad (3.7)$$

$$P_{пр2015} = \frac{2500}{6000+7100+17000+600} \cdot 100\% = 8{,}3\ \%$$

$$P_{пр2016} = \frac{2700}{6100+7200+17500+650} \cdot 100\% = 8{,}6\ \%$$

Рентабельность продукции в 2016 г. увеличилась на 0,3 % по сравнению с 2015 г. Это говорит о том, что продукция и услуги, предоставляемые предприятием «Х» стали более востребованы, что связано с их постоянной модернизацией и расширением спектра обслуживания.

Рентабельность объема продаж - коэффициент рентабельности, который показывает долю прибыли в каждом заработанном рубле. Обычно рассчитывается как отношение чистой прибыли за определенный период к чистому объёму продаж за тот же период.

$$P_{об.прод.} = \frac{\text{Балансовая прибыль}}{\text{Выручка от реализации}} \cdot 100\ \% \qquad (3.8)$$

$$P_{об.прод.2015} = \frac{2500}{34000} \cdot 100\% = 7{,}35\ \%$$

$$P_{об.прод.2016} = \frac{2700}{35000} \cdot 100\% = 7{,}71\ \%$$

Рентабельность объема продаж увеличилась на 0,36%, а это свидетельствует о более эффективном ведении хозяйства.

Также этот показатель может служить ориентиром в оценке конкурентоспособности услуг, предоставляемых предприятием, и его повышение говорит о высоком спросе и высокой конкурентоспособности.

Таблица 3.1

Показатели рентабельности компании «Х»

Показатели	2015 г.	2016 г.
Уровень общей рентабельности, %	23,15	24,53
Рентабельность оборота, %	11,47	12
Число оборотов, раз	2,018	2,044
Уровень общей рентабельности, %	23,15	24,53
Уровень рентабельности собственного капитала, %	52	56,8
Рентабельность продукции, %	8,3	8,6
Рентабельность объема продаж, %	7,35	7,71

Источник: составлено автором по [18, с. 94]

Уровень общей рентабельности повысился по сравнению с 2015 г., причиной этого стало улучшение соотношения между расходами и доходами, повышение уровня экономической активности.

*Анализ доходности.*Отношение доходов фирмы к ее издержкам называется доходностью. Издержки предприятия делятся на постоянные и переменные.

Постоянные издержки -это расходы, которые в данный период времени не зависят от величины и структуры производства. Они связаны с самим существованием фирмы и должны быть оплачены, даже если фирма ничего не производит. К постоянным издержкам относят арендную плату, процент по банковскому кредиту, амортизационные отчисления, оплату труда административно-управленческого персонала.

$$И_{пост} = 10\,\% \cdot \text{Производственные издержки} + 20\,\% \cdot \text{Реализационные издержки} + 40\,\% \cdot \text{Административно} - У\text{правленческие издержки} \quad (3.9)$$

$$И_{пост2015} = 10\,\% \cdot 17000 + 20\,\% \cdot 7100 + 40\,\% \cdot 6000 = 5520$$

$$И_{пост2016} = 10\,\% \cdot 17500 + 20\,\% \cdot 7200 + 40\,\% \cdot 6100 = 5630$$

Постоянные издержки увеличились на 110 тыс.д.е.

Переменные издержки –это расходы, величина которых меняется в зависимости от изменения объема производства. Онисвязаны с затратами на покупку сырья, материалов и рабочей силы.

$$И_{пер} = 90\,\% \cdot \text{Производственные издержки} + 80\,\% \cdot \text{Реализационные издержки} + 60\,\% \cdot \text{Административно} - \text{управленческие издержки} \quad (3.10)$$

$$И_{пер2015} = 90\,\% \cdot 17000 + 80\,\% \cdot 7100 + 60\,\% \cdot 6000 = 24580$$

$$И_{пер2016} = 90\,\% \cdot 17500 + 80\,\% \cdot 7200 + 60\,\% \cdot 6100 = 25170$$

Переменные издержки увеличились на 590 тыс.д.е.

Рост постоянных и переменных издержек связан с увеличением производственных издержек на 3% и административно-управленческих издержек на 1,7%, а также с ростом реализационных на 1,4%.

Величина покрытия - это разность между выручкой от реализации и величиной переменных издержек.

$$B_{\text{пок}} = \text{Выручка от реализации} - И_{\text{пер}} \quad (3.11)$$

$$B_{\text{пок2015}} = 34000 - 24580 = 9420$$

$$B_{\text{пок2016}} = 35000 - 25170 = 9830$$

Величина покрытия увеличилась на 4,4% в связи с увеличением выручки от реализации на 3%.

Для оценки доли величины покрытия рассчитывается коэффициент покрытия (коэффициент валовой маржи).

$$K_{\text{пок}} = \frac{B_{\text{пок}}}{\text{Выручка от реализации}} \cdot 100\ \% \quad (3.12)$$

$$K_{\text{пок2015}} = \frac{9420}{34000} \cdot 100\ \% = 27{,}7\ \%$$

$$K_{\text{пок2016}} = \frac{9830}{35000} \cdot 100\ \% = 28{,}1\ \%$$

Коэффициент покрытия увеличился на 0,4% в 2016 г. по сравнению с 2015 г. в связи с увеличением величины покрытия.

Бесприбыльный оборот–отношение постоянных издержек к коэффициенту покрытия. Соответствует такому объему продаж, при котором доход равен расходу. Чем выше бесприбыльный оборот, тем труднее его перешагнуть.

$$\text{БО} = \frac{И_{\text{пост}}}{K_{\text{пок}}} \quad (3.13)$$

$$БО_{2015} = \frac{5520}{27{,}7} \cdot 100\ \% = 19928\ тыс.д.е.$$

$$БО_{2016}=\frac{5630}{28,1}\cdot 100\ \%=20036\ тыс.д.е.$$

Бесприбыльный оборот увеличился на 0,54% так, как коэффициент покрытия увеличился на 0,4%.

*Запас надежности*показывает, как далеко планируемая выручка от реализации уходит от бесприбыльного оборота. Он может рассчитываться как в стоимостных, так и в натуральных единицах.

В натуральных единицах:

$$ЗН=Выручка\ от\ реализации-БО \quad (3.14)$$

$$ЗН_{2015}=34000-19928=14072$$

$$ЗН_{2016}=35000-20036=14964$$

В стоимостных единицах:

$$ЗН=\frac{Выручка\ от\ реализации-БО}{Выручка\ от\ реализации}\cdot 100\ \% \quad (3.15)$$

$$ЗН_{2015}=\frac{34000-19928}{34000}\cdot 100\ \%=41,4\ \%$$

$$ЗН_{2016}=\frac{35000-20036}{35000}\cdot 100\ \%=42,75\ \%$$

Запас надежности увеличился в 2016 г. по сравнению с 2015 г. на 1,35%, в связи с увеличением выручки от реализации.

График нахождения точки безубыточности приведен в приложении. Примем стоимость 1 барр. нефти за 100 д.е.

*Анализ ликвидности.*Одним из показателей, характеризующих финансовое положение Предприятия, является его платежеспособность, т.е. возможность своевременно погашать свои платежные обязательства наличными денежными ресурсами.

Оценка платежеспособности по балансу осуществляется на основе характеристики ликвидности оборотных активов, которая определяется временем, необходимым для превращения их в денежные средства. Чем меньше требуется времени для инкассации данного актива, тем выше его ликвидность. *Ликвидность баланса* — возможность субъекта хозяйствования обратить активы в наличность и погасить свои платежные обязательства, а точнее — это степень покрытия долговых обязательств предприятия его активами, срок превращения которых в денежную наличность соответствует сроку погашения платежных обязательств. Она зависит от степени соответствия величины имеющихся платежных средств величине краткосрочных долговых обязательств.

Ликвидность предприятия— это более общее понятие, чем ликвидность баланса. Ликвидность баланса предполагает изыскание платежных средств только за счет внутренних источников (реализации активов). Но предприятие может привлечь заемные средства со стороны, если у него имеется соответствующий имидж в деловом мире и достаточно высокий уровень инвестиционной привлекательности.

Понятия платежеспособности и ликвидности очень близки, но второе более емкое. От степени ликвидности баланса и предприятия зависит платежеспособность. В то же время ликвидность характеризует как текущее состояние расчетов, так и перспективу. Предприятие может быть платежеспособным на отчетную дату, но при этом иметь неблагоприятные возможности в будущем, и наоборот. В экономической литературе различают понятия ликвидности совокупных активов как возможность их быстрой реализации при банкротстве и самоликвидации предприятия и ликвидности оборотных активов, обеспечивающей текущую его платежеспособность.

Наряду с абсолютными показателями для оценки ликвидности и платежеспособности предприятия рассчитывают относительные показатели: коэффициент абсолютной ликвидности, коэффициент быстрой ликвидности и коэффициент текущей ликвидности.

Эти показатели представляю интерес не только для руководства предприятия, но и для внешних субъектов анализа: коэффициент абсолютной ликвидности — для поставщиков сырья и материалов, коэффициент быстрой ликвидности - для банков, коэффициент текущей ликвидности - для инвесторов.

Коэффициент абсолютной ликвидности(норма денежных резервов) показывает, какую часть краткосрочной задолженности может покрыть организация за счет имеющихся денежных средств и краткосрочных финансовых вложений, быстро реализуемых в случае надобности. Краткосрочные обязательства включают: краткосрочные кредиты банков и прочие краткосрочные займы, краткосрочную кредиторскую задолженность, включая задолженность по дивидендам, резервы предстоящих расходов и платежей, прочие краткосрочные пассивы.

Чем выше его величина, тем больше гарантия погашения долгов. Однако и при небольшом его значении предприятие может быть всегда платежеспособным, если сумеет сбалансировать и синхронизировать приток и отток денежных средств по объему и срокам. Поэтому каких-либо общих нормативов и рекомендаций по уровню данного показателя не существует. Дополняют общую картину платежеспособности предприятия наличие или отсутствие у него просроченных обязательств, их частота и длительность.

$$k_{\text{абс.ликв.}} = \frac{\text{Денежные средства}}{\text{Краткосрочная задолжность}} \quad (3.16)$$

Рассчитаем коэффициент абсолютной ликвидности:

$$k_{\text{абс.ликв.2015}} = \frac{750}{7850} = 0{,}096$$

$$k_{\text{абс.ликв.2016}} = \frac{770}{8120} = 0{,}095$$

Нормальное ограничение $k_{абс.ликв.} \geq 0,3$, распространенное в экономической литературе, означает, что каждый день подлежат погашению 20% краткосрочных обязательств предприятия.

По расчетам показатель абсолютной ликвидности «Х» получился положительным, в 2016 г. предприятие может погасить 1,1% краткосрочных обязательств.

Рассматривая показатели ликвидности, следует иметь в виду, что их величина достаточно условна, так как ликвидность активов и срочность обязательств по бухгалтерскому балансу можно определить довольно приблизительно.

Коэффициент быстрой (срочной) ликвидности - отношение совокупности денежных средств, краткосрочных финансовых вложений и краткосрочной дебиторской задолженности, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты, к сумме краткосрочных финансовых обязательств. Удовлетворяет обычно соотношение 0,7 – 1. Однако оно может оказаться недостаточным, если большую долю ликвидных средств составляет дебиторская задолженность, часть которой трудно своевременно взыскать. В таких случаях требуется большее соотношение. Если в составе оборотных активов значительную долю занимают денежные средства и их эквиваленты (ценные бумаги), то это соотношение может быть меньшим.

$$k_{срок.ликв.} = \frac{\text{Дебиторская задолжность} + \text{Денежные средства}}{\text{Краткосрочная задолженность}} \qquad (3.17)$$

Рассчитаем коэффициенты быстрой (срочной) ликвидности:

$$k_{срок.ликв.2015} = \frac{3100+750}{7850} = 0,49$$

$$k_{срок.ликв.2016} = \frac{3100+770}{8120} = 0,48$$

Коэффициенты срочной ликвидности предприятия не достаточно высоки и это означает, что предприятие не может погасить задолженность в срочном порядке.

*Коэффициент текущей ликвидности.*Дает общую оценку ликвидности активов, показывая, сколько рублей текущих активов приходится на один рубль текущих обязательств. Логика исчисления данного показателя заключается в том, что предприятие погашает краткосрочные обязательства в основном за счет текущих активов; следовательно, если текущие активы превышают по величине текущие обязательства, предприятие может рассматриваться как успешно функционирующее (по крайней мере, теоретически). Значение показателя можно варьировать по отраслям и видам деятельности, а его разумный рост в динамике обычно рассматривается как благоприятная тенденция.

$$k_{\text{тек.ликв}} = \frac{\text{Оборотный капитал}}{\text{Краткосрочная задолжность}} \quad (3.18)$$

Рассчитаем коэффициент текущей ликвидности:

$$k_{\text{тек.ликв2015}} = \frac{8900}{7850} = 1{,}13$$

$$k_{\text{тек.ликв2016}} = \frac{8900}{8120} = 1{,}1$$

В западной учетно-аналитической практике приводится нижнее критическое значение показателя - 2; однако это лишь ориентировочное значение, указывающее на порядок показателя, но не на его точное нормативное значение.

Коэффициент компании «Х» в 2015 г. имел коэффициент текущей ликвидности 1,13, в 2016 г. – 1,1, что не удовлетворяет норме. Оборотный капитал в 2016 г. остался на прежнем уровне, но повысилась краткосрочная задолженность на 3,4%. Показатель низкий и это означает, что предприятие не сможет вовремя погасить свои задолженности за счет активов.

Для комплексной оценки ликвидности баланса в целом следует использовать *общий показатель ликвидности*,вычисляемый по формуле:

$$k=\frac{\text{Ден. ср.}+0{,}5\cdot\text{Тов. деб.}+0{,}3\cdot(\text{Зап. сыр.}+\text{Нез. пр.}+\text{Зап. гот. пр.})}{\text{Тов. кред.}+0{,}5\cdot(\text{НДС}+\text{Проч. кр. задолж.})+0{,}3\cdot\text{Долгоср. задолж.}} \quad (3.19)$$

$$k=\frac{750+0{,}5\cdot3100+0{,}3\cdot(1100+1700+3000)}{6700+0{,}5\cdot(400+750)+0{,}3\cdot1500}=0{,}57$$

$$k=\frac{770+0{,}5\cdot3100+0{,}3\cdot(1100+1600+3100)}{6910+0{,}5\cdot(410+800)+0{,}3\cdot1600}=0{,}51$$

С помощью данного показателя осуществляется оценка изменения финансовой ситуации в организации с точки зрения ликвидности. Данный показатель применяется также при выборе наиболее надежного партнера из множества потенциальных партнеров на почве отчетности. Нормальное ограничение коэффициента k ¿ 1. Общий коэффициент ликвидности нефтяной компании «Х» ниже нормального значения. В 2016 г. произошло снижение показателя на 0,06%.

Таблица 3.2

Показатели ликвидности компании «Х»

Показатели	2015 г.	2016 г.
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,096	0,095
Коэффициент срочной ликвидности	0,49	0,48
Коэффициент текущей ликвидности	1,13	1,1
Общий показатель ликвидности	0,57	0,51

Источник: составлено автором по [17, с. 8]

Анализ платёжеспособности. Платежеспособность является одним из показателей, характеризующих финансовое состояние предприятия.

Под платежеспособностью предприятия подразумевают его способность в срок и в полном объеме удовлетворять платежные требования поставщиков техники и материалов в соответствии с хозяйственными договорами, возвращать кредиты, производить оплату труда персонала, вносить платежи в бюджет. Возможность регулярно и своевременно погашать долговые обязательства определяются в конечном итоге наличием у предприятия денежных средств, что зависит от того, в какой степени партнеры выполняют свои обязательства перед предприятием. Кроме того, при определенном размере источников средств у предприятия тем больше денег, чем меньше других элементов активов. В процессе оборота средств деньги то высвобождаются, то снова направляются как затраты на пополнение вне оборотных и оборотных активов.

Анализ платежеспособности необходим не только для предприятия с целью оценки и прогнозирования финансовой деятельности, но и для внешних инвесторов (банков). Прежде чем выдавать кредит, банк должен удостовериться в кредитоспособности заемщика. То же должны сделать и предприятия, которые хотят вступить в экономические отношения друг с другом. Особенно важно знать о финансовых возможностях партнера, если возникает вопрос о предоставлении ему коммерческого кредита или отсрочки платежа.

Чтобы выжить в условиях рыночной экономики и не допустить банкротства предприятия, нужно хорошо знать, как управлять финансами, какой должна быть структура капитала по составу и источникам образования, какую долю должны занимать собственные средства, а какую - заемные. Главная цель анализа платежеспособности - своевременно выявлять и устранять недостатки в финансовой деятельности и находить резервы улучшения финансовых возможностей предприятия.

Представление о платежеспособности фирмы можно получить, вычислив *коэффициент платежеспособности*, который измеряет финансовый риск, т.е. вероятность банкротства.

$$k_n = \frac{\text{Собственный капитал}}{\text{Активы}} \cdot 100\ \% \qquad (3.20)$$

Рассчитаем коэффициент платежеспособности:

$$k_{\text{п}2015} = \frac{7500}{16850} \cdot 100\ \% = 44{,}51\ \%$$

$$k_{\text{п}2016} = \frac{7400}{17120} \cdot 100\ \% = 43{,}22\ \%$$

Коэффициент платежеспособности «Х» в 2016 г. снизился на 1,29%. Нормальное значение коэффициента платежеспособности должно превышать 50%. В 2016 г. показатель составил 43,22%, что не является нормой. Снижение показателя произошло за счёт повышения активов на 1,6%.

Чистый оборотный капитал– текущие активы компании за вычетом сумм по текущим обязательствам. Чистый оборотный капитал необходим для поддержания финансовой устойчивости предприятия. Наличие чистого оборотного капитала свидетельствует о том, что предприятие имеет финансовые ресурсы для расширения.

$$Ч_{\text{об.кап.}} = \text{Оборотные активы} - \text{Краткосрочные обязательства} \qquad (3.21)$$

Вычислим чистый оборотный капитал за 2015 и 2016 гг. соответственно:

$$Ч_{об.кап.2015} = 8900 - 7850 = 1050$$

$$Ч_{об.кап.2016} = 8900 - 8120 = 780$$

Чистый оборотный капитал в 2016 г. снизился на 25,72%.

Коэффициент соотношения запасов и краткосрочной задолженности.

Характеризует долю чистого оборотного капитала, связанного в запасах.

$$k_{зап.икрат.задолж} = \frac{\text{Товарные запасы}}{\text{Краткосрочная задолжность}} \quad (3.22)$$

$$k_{зап.икрат.задолж.2015} = \frac{1700 + 3000}{7850} = 0{,}60$$

$$k_{зап.икрат.задолж.2016} = \frac{1600 + 3100}{8120} = 0{,}58$$

Коэффициент снизился на 3,5%.

*Коэффициент соотношения дебиторской и кредиторской задолженности*характеризует общее состояние расчетов по всем видам задолженностей предприятия.

К основным видам долговых обязательств относится дебиторская и кредиторская задолженность.

Кредиторская задолженность –это сумма долгов одного предприятия другим юридическим или физическим лицам. Она возникает вследствие несовпадения времени оплаты за товар или услуги с моментом перехода права собственности на них либо незаконченных расчетов по взаимным обязательствам, в том числе с дочерними и зависимыми обществами, персоналом предприятия, с бюджетом и внебюджетными фондами, по полученным авансам, предварительной оплате и т. п. В отличие от дебиторской задолженности предприятие в этом случае использует в своем обороте не принадлежащие ему средства, не оплаченные им суммы долговых обязательств, отчего имеет определенные экономические преимущества.

Дебиторская задолженность – это кредит, полученный от поставщиков и подрядчиков, когда организация-покупатель получает товары и услуги от контрагентов без требования о незамедлительной оплате. Преимущества такого кредита заключаются в его автоматизме, простоте и оперативности получения. Однако предоставлять отсрочку от уплаты следует только в тех случаях, когда предприятие знает своего клиента и может оценить его платежеспособность, определить уровень риска неоплаты, который при этом возникает.

Кредиторская задолженность является средством покрытия дебиторской задолженности.

$$k_{\text{деб./кред.}} = \frac{\text{Дебиторская задолжнность}}{\text{Кредиторская задолженность}} \quad (3.23)$$

Рассчитаем *коэффициент соотношения дебиторской и кредиторской задолженности* за 2015 и 2016 гг.

$$k_{\text{деб./кред.2015}} = \frac{3100}{3100+6700} = 0{,}32$$

$$k_{\text{деб./кред.2016}} = \frac{3100}{3100+6910} = 0{,}31$$

На предприятии «Х» сумма кредиторской задолженности превышает сумму дебиторской задолженности. То есть в случае погашения предприятием кредиторской задолженности, оно не сможет рассчитаться по долгам за счет дебиторской задолженности.

Коэффициент восстановления (утраты) платежеспособности характеризует наличие реальной возможности у предприятия восстановить либо утратить свою платежеспособность в течение определенного периода.

$$k_{\text{восстан.плат.}} = \frac{k_{\text{тек.л2008}} + \frac{T_1}{T_2} \cdot \left(k_{\text{тек.л2008}} - k_{\text{тек.л2007}}\right)}{2} \quad (3.24)$$

Рассчитаем коэффициент восстановления платежеспособности:

$$k_{\text{восстан.плат.}} = \frac{1{,}1 + \frac{6}{12} \cdot (1{,}1 - 1{,}13)}{2} = 0{,}54$$

Если $k_{вп} > 1$, то у предприятия есть реальная возможность восстановить свою платежеспособность, и наоборот, если $k_{вп} < 1$, у предприятия нет реальной возможности восстановить свою платежеспособность в ближайшее время. Коэффициент восстановления платежеспособности «Х» равен 0,54, следовательно, у предприятия нет реальной возможности восстановить свою платежеспособность в ближайшие 6 месяцев.

Таблица 3.3

Показатели платежеспособности компании «Х»

Показатель	2015 г.	2016 г.
Коэффициент платежеспособности	44,51	43,22
Чистый оборотный капитал	1050	780
Коэффициент соотношения запасов и краткосрочной задолженности.	0,6	0,58
Коэффициент соотношения дебиторской и кредиторской задолженности	0,32	0,31
Коэффициент восстановления (утраты) платежеспособности	0,54	

Источник: составлено автором по [14, с. 49]

Проанализировав данную таблицу, можно сделать вывод, что у предприятия «Х» могут быть проблемы со своевременным погашением своих платежных обязательств наличными денежными средствами.

Проведем *анализ финансовой устойчивости предприятия* «Х». Анализ финансовой устойчивости предприятия является важнейшим этапом оценки его деятельности и финансово-экономического благополучия, отражает результат его текущего, инвестиционного и финансового развития, содержит необходимую информацию для инвесторов, а также характеризует способность предприятия отвечать по своим долгам и обязательствам и наращивать свой экономический потенциал.

Показатели финансовой устойчивости вместе с показателями ликвидности характеризуют надежность предприятия. Если потеряна финансовая устойчивость, то вероятность банкротства высока, предприятие финансово несостоятельно.

Залогом выживаемости и основой стабильности положения предприятия служит его устойчивость. На устойчивость предприятия оказывают влияние различные факторы:

- положение предприятия на товарном рынке;
- производство и выпуск дешевой, пользующейся спросом продукции;
- его потенциал в деловом сотрудничестве;
- степень зависимости от внешних кредиторов и инвесторов;
- наличие неплатежеспособных дебиторов;
- эффективность хозяйственных и финансовых операций.

Финансовая устойчивость является отражением стабильного превышения доходов над расходами, обеспечивает свободное маневрирование денежными средствами предприятия и путем эффективного их использования способствует бесперебойному процессу производства и реализации продукции. Иными словами, финансовая устойчивость фирмы — это состояние ее финансовых ресурсов, их распределение и использование, которые обеспечивают развитие фирмы на основе роста прибыли и капитала при сохранении платежеспособности и кредитоспособности в условиях допустимого уровня риска. Поэтому финансовая устойчивость формируется в процессе всей производственно-хозяйственной деятельности и является главным компонентом общей устойчивости предприятия.

Коэффициент заемного капитала – коэффициент, характеризующий величину заемного капитала в общем объеме финансирования. Рассчитывается как отношение величины заемного капитала к общему объему финансирования.

$$k_{з.к.} = \frac{\text{Заемный капитал}}{\text{Активы}} \qquad (3.25)$$

Определим коэффициент заемного капитала за 2015 и 2016 гг;

$$k_{з.к.2015} = \frac{3100+6700}{16850} = 0{,}58$$

$$k_{з.к.2016} = \frac{3100+6910}{17120} = 0{,}585$$

Коэффициент увеличился в 2016 г. по сравнению с 2015 г. на 0,9%. Увеличение произошло в результате повышения величины заемного капитала на 2,1%. Возросла финансовая зависимость предприятия от заемных средств.

Коэффициент автономии(коэффициент концентрации собственного капитала, коэффициент собственности) - характеризует долю собственности владельцев предприятия в общей сумме авансированных средств. Чем выше значение коэффициента, тем финансово более устойчиво и независимо от внешних кредиторов предприятие. Нормативное значение для данного показателя равно 0,5. Коэффициент автономии имеет большое значение для инвесторов и кредиторов, т.к. чем выше значение коэффициента, тем меньше риск потери инвестиции и кредитов.

$$k_{\text{авт.}} = \frac{\text{Собственный капитал}}{\text{Пассивы}} \qquad (3.26)$$

$$k_{\text{авт.}2015} = \frac{7500}{16850} = 0{,}445$$

$$k_{\text{авт.}2016} = \frac{7400}{17120} = 0{,}432$$

Коэффициент автономии в 2016 г. уменьшился на 3% по сравнению с 2015 г. и ниже нормы, следовательно, предприятие стал в меньшей степени финансово устойчивым и независим от внешних кредиторов.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами - показатель, характеризующий наличие собственных оборотных средств у организации, необходимых для ее финансовой устойчивости.

$$k_{\text{обесп.}} = \frac{\text{Капитал и резервы}}{\text{Активы}} \qquad (3.27)$$

$$k_{\text{обесп.}2015} = \frac{3200+800+3500}{16850} = 0{,}445$$

$$k_{\text{обесп.}2016} = \frac{3200+700+3500}{17120} = 0{,}432$$

Коэффициент обеспеченности собственными средствами снизился на 3%. Нормальное значение коэффициента должно превышать 0,1, следовательно, предприятие обладает достаточными собственными оборотными средствами для финансовой устойчивости.

Коэффициент «критической оценки» -показатель, отражающий, какая часть краткосрочных обязательств организации может быть немедленно погашена за счет средств на различных счетах, в краткосрочных ценных бумагах, а также поступлений по расчетам.

$$k_{\text{крит.оц}} = \frac{\text{Денежные средства} + \text{Товарные дебиторы}}{\text{Товарные кредиторы} + \text{НДС} + \text{Прочие краткосрочные задолженности}} \quad (3.28)$$

$$k_{\text{крит.оц2015}} = \frac{750 + 3100}{6700 + 400 + 750} = 0{,}49$$

$$k_{\text{крит.оц2016}} = \frac{770 + 3100}{6910 + 410 + 800} = 0{,}54$$

Допустимое значение коэффициента «критической оценки» от 0,7 до 0,8. Желательное значение более 1,5. Коэффициент «критической оценки» компании «Х» не входит в рамки допустимого значения.

Коэффициент соотношения собственных и заемных средств (коэффициент финансового риска) - один из видов финансовых коэффициентов, характеризует финансовую устойчивость предприятия, степень зависимости от внешних источников финансирования. Общепризнанным в мировой практике является мнение, что значение соотношения собственных и заемных средств не должно превышать 1, в противном случае предприятие нельзя считать финансово устойчивым. Уровень данного коэффициента выше допустимого свидетельствует о потенциальной опасности возникновения недостатка собственных денежных средств, это может служить причиной затруднений в получении новых кредитов.

$$k_{\text{соот.собст.}} = \frac{\text{Заемный капитал}}{\text{Собственный капитал}} \quad (3.29)$$

$$k_{\text{соот.собст.}} = \frac{3100+6700}{7500} = 1{,}31$$

$$k_{\text{соот.собст.}} = \frac{3100+6910}{7400} = 1{,}35$$

Коэффициент соотношения собственных и заемных средств повысился в 2016 г. по сравнению с 2015 г. на 3,1%. Предприятие «Х» стал менее устойчивым с финансовой точки зрения, возросла зависимость от заемных средств.

Коэффициент финансовой зависимости –коэффициент, характеризующий, насколько активы предприятия финансируются за счет заемных средств.

Слишком большая доля заемных средств снижает платежеспособность предприятия, подрывает его финансовую устойчивость и соответственно снижает доверие к нему контрагентов и уменьшает вероятность получения кредита. Однако, и слишком большая доля собственных средств также невыгодна предприятию, так как если рентабельность активов предприятия превышает стоимость источников заемных средств, то за недостатком собственных средств, выгодно взять кредит. Поэтому каждому предприятию, в зависимости от сферы деятельности и поставленных на данный момент задач необходимо установить для себя нормативное значение коэффициента.

$$k_{\text{фин.зав.}} = \frac{\text{Активы}}{\text{Собственный капитал}} \quad (3.30)$$

Рассчитаем коэффициент финансовой зависимости за 2015 и 2016 гг.

$$k_{\text{фин.зав.2015}} = \frac{16850}{7500} = 2{,}25$$

$$k_{\text{фин.зав.2016}} = \frac{17120}{7400} = 2{,}31$$

Коэффициент финансовой зависимости «Х» увеличился в 2015 г. на 2,7% по сравнению с 2016 г., следовательно, возросла зависимость предприятия от заемных средств.

Таблица 3.4

Показатели финансовой устойчивости компании «Х»

Показатели	2015 г.	2016 г.
Коэффициент заемного капитала	0,58	0,585
Коэффициент автономии	0,445	0,432
Коэффициент соотношения собственных и заемных средств	1,31	1,35
Коэффициент финансовой зависимости	2,25	2,31
Коэффициент «критической оценки»	0,49	0,54
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	0,445	0,432

Источник: составлено автором по [8, с. 27]

Анализ деловой активности. Деловая активность организации характеризуется широтой рынков сбыта продукции, включая наличие поставок на экспорт; репутацией организации, выражающейся, в частности, в известности клиентов, пользующихся услугами организации, и др.; степенью выполнения плановых показателей, обеспечения заданных темпов их роста (снижения); уровнем эффективности использования ресурсов организации.

В широком смысле деловая активность оценивается данными о динамике важнейших экономических и финансовых показателей работы организации за ряд лет, описанием будущих капиталовложений, осуществляемых экономических мероприятий, природоохранных мероприятий и другой информацией о деятельности организации, интересующей возможных пользователей бухгалтерской отчетности и включаемой в пояснительную записку к бухгалтерской отчетности.

Деловая активность организации в финансовом аспекте проявляется в оборачиваемости ее средств и их источников. Поэтому финансовый анализ деловой активности заключается в исследовании динамики показателей оборачиваемости.

Эффективность работы организаций характеризуется оборачиваемостью и рентабельностью продаж, средств и источников их образования. Поэтому показатели деловой активности, измеряющие оборачиваемость капитала, относятся к показателям эффективности бизнеса.

Одним из показателей деловой активности предприятия является *коэффициент оборачиваемости активов*и рассчитывается как отношение оборота и прочих торговых доходов (выручки от продаж или выручки от реализации) к оборотным активам (общей сумме материальных активов или средней стоимости основных средств). Коэффициент оборачиваемости активов говорит об эффективности, с которой предприятие использует свои ресурсы для выпуска продукции и имеет экономическую интерпретацию, показывая, сколько рублей выручки от реализации приходится на один рубль вложений в основные средства.

$$k_{\text{об.акт.}} = \frac{\text{Выручка от реализации}}{\text{Активы}} \qquad (3.31)$$

Рассчитаем коэффициент оборачиваемости активов за 2015 и 2016 гг.

$$k_{\text{об.акт.2015}} = \frac{34000}{16850} = 2{,}018$$

$$k_{\text{об.акт.2016}} = \frac{35000}{17120} = 2{,}044$$

Коэффициент оборачиваемости активов увеличился в 2016 г. по сравнению с 2015 г. на 1,3%, следовательно, предприятие стало более эффективно использовать свои ресурсы для выпуска продукции.

Рентабельность деловой активности -это отношение балансовой прибыли к выручке от реализации.

$$k_{\text{дел.акт.}} = \frac{\text{Балансовая прибыль}}{\text{Выручка от реализации}} \cdot 100\ \% \qquad (3.32)$$

$$k_{\text{дел.акт.2015}} = \frac{2500}{34000} \cdot 100\ \% = 7{,}35$$

$$k_{\text{дел.акт.2016}} = \frac{2700}{35000} \cdot 100\ \% = 7{,}71$$

Рентабельность деловой активности увеличилась в 2016 г. на 4,9%, в связи с увеличением балансовой прибыли на 8%.

Коэффициент оборачиваемости запасов –финансовый показатель, рассчитываемый как отношение себестоимости проданных товаров к среднегодовой величине запасов. Чем выше оборачиваемость запасов компании, тем более эффективным является производство и тем меньше потребность в оборотном капитале для его организации.

$$k_{об.зап.} = \frac{\text{Сумма затрат}}{\text{Товарные запасы}} \quad (3.33)$$

Рассчитаем коэффициент оборачиваемости запасов за 2015 и 2016 гг.

$$k_{об.зап.2015} = \frac{17000+7100+6000+600}{1700+3000} = 6{,}53$$

$$k_{об.зап.2016} = \frac{17500+7200+6100+650}{1600+3100} = 6{,}69$$

Коэффициент оборачиваемости запасов вырос на 2,45%.

Рассчитаем показатели для характеристики дебиторской задолженности.

Удельный вес дебиторской задолженности –это отношение дебиторской задолженности к оборотному капиталу.

$$k_{деб.задолж.} = \frac{\text{Дебиторская задолжность}}{\text{Оборотный капитал}} \quad (3.34)$$

$$k_{деб.задолж.2015} = \frac{3100}{8900} = 0{,}35$$

$$k_{деб.задолж.2016} = \frac{3100}{8900} = 0{,}35$$

Удельный вес дебиторской задолженности в 2016 г. не изменился, так как не произошло изменения дебиторской задолженности и оборотного капитала.

Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности финансовый показатель, рассчитываемый как отношение оборота компании к среднегодовой величине дебиторской задолженности.

Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности показывает, насколько эффективно компания организовала работу по сбору оплаты на свою продукцию. Снижение данного показателя может сигнализировать о росте числа неплатежеспособных клиентов и других проблемах сбыта, но может быть связано и с переходом компании к более мягкой политике взаимоотношений с клиентами, направленной на расширение доли рынка. Чем ниже оборачиваемость дебиторской задолженности, тем выше будут потребности компании в оборотном капитале для расширения объема сбыта.

$$k_{\text{оборач.деб.задолж.}} = \frac{\text{Выручка от реализации}}{\text{Дебиторская задолжность}} \quad (3.35)$$

$$k_{\text{оборач.деб.з.2015}} = \frac{34000}{3100} = 10{,}97$$

$$k_{\text{оборач.деб.з.2016}} = \frac{35000}{3100} = 11{,}29$$

Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности в 2016 г. увеличился на 2,92% за счёт увеличения выручки от реализации на 2,94%.

Вычислим *среднегодовую дебиторскую задолженность*компании «Х».

$$\text{Среднегодовая дебиторская задолжность} = \\ = \frac{\text{Дебиторская задолжность1} + \text{Дебиторская задолжность2}}{2} \quad (3.36)$$

$$\text{СреднегодоваяДебиторскаяЗадолжность} = \frac{3100+3100}{2} = 3100$$

На основе коэффициента оборачиваемости дебиторской задолженности можно вычислить *период погашения дебиторской задолженности.*

$$П_{\text{погаш.д.з.}} = \frac{360}{\text{Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолжности}} \quad (3.37)$$

$$П_{\text{погаш.д.з.2015}} = \frac{360}{10{,}97} = 32{,}82$$

$$П_{погаш.д.з.2016} = \frac{360}{11,29} = 31,89$$

Период погашения дебиторской задолженности уменьшился на 2,9% в связи с увеличением коэффициента оборачиваемости дебиторской задолженности.

Таблица 3.5

Показатели деловой активности компании «Х»

Показатель	2015 г.	2016 г.
Коэффициент оборачиваемости активов	2,018	2,044
Рентабельность деловой активности	7,35	7,71
Коэффициент оборачиваемости запасов	6,53	6,69
Удельный вес дебиторской задолженности	0,35	0,35
Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	10,97	11,29
Среднегодовая дебиторская задолженность	3100	
Период погашения дебиторской задолженности	32,82	31,89

Источник: составлен автором по [19, с. 55]

3.2. Анализ эффективности внедрения инвестиционного проекта для компании «Х»

Инвестиционный проект по диверсификации бизнеса нефтегазовой компании «Х» предполагает создание в его составе структуры, занимающаяся непосредственно морскими перевозками добываемой компанией нефти, экспортно направленной на импортёров АТР. Для реализации данного проекта наиболее капиталоемким этапом станет закупка нефтяных танкеров различных классов.

Компания «Х» к 2020 г. планирует достичь объема добычи на своих лицензионных участках расположенных в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке порядка 46 млн. тонн в год. Эту нефть компания планирует реализовать на рынках стран АТР, а внедрение предлагаемого проекта в связи с этим станет более чем актуальным.

Как известно, существует четыре основных класса танкеров, перевозящих нефть и нефтепродукты, основной отличительной характеристикой которых является дедвейт.

Таблица 3.6

Классификация нефтеналивных танкеров по дедвейту

Класс танкера	Дедвейт, в тоннах	Дедвейт, в баррелях
VLCC	300 тыс.	2 млн.
Суэцмакс	150 тыс.	1 млн.
Афрамакс	100 тыс.	600 тыс.
Панамамакс	75 тыс.	450 тыс.

Источник: составлено автором по [13, с. 28]

Согласно предлагаемому проекту необходима закупка танкеров разных классов, в количестве, необходимой для перевозки объема нефти сопоставимой с добычей компании «Х» к 2020 г. на своих активах расположенных в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и отчасти в Арктике. Как было описано выше этот объем составит около 46 млн. тонн в нефтяном эквиваленте. Исходя из этого объема, требуется закупка:

Таблица 3.7

Планируемый объем закупок танкерного флота для проекта

Количество, шт.	Класс танкера	Стоимость единицы, долл. США	Совокупная стоимость класса, долл. США
1	VLCC	94 млн.	94 млн.
4	Суэцмакс	63 млн.	252 млн.
1	Афрамакс	55 млн.	55 млн.
2	Панамамакс	40 млн.	80 млн.

Источник: составлено автором по [13, с. 32]

Совокупная стоимость внедрения проекта обойдётся компании «Х» в сумму равной порядка 492 млн. долларов США. Постройку танкеров рекомендуется заказать на двух судостроительных заводах: ДВЗ «Звезда» (Россия) и судостроительном заводе в г. Пусан (Южная Корея).

того чтобы данный проект инвестиции в 28258 млн. рублей, из них 80% будет из собственных предприятия, а 20% - в лизинг, что составит 5651 . руб. сроком 120 . по ставке 15%. Таким образом, в месяц 91170 тыс. руб., платежи будут сумме 10940 млн. ., сумма всех составит 5289 млн. . Платежи осуществляются . Вид платежа аннуитет.

Важную роль в расчётных показателях эффективности внедрения данного проекта является динамика стоимости фрахта танкеров. Опираясь на исследование представителей кафедры нефтегазотрейдинга и логистики РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Карначаевой К.Ю. и Сарсатской А.Е., касательно стоимости фрахта танкеров был сделан следующий вывод: «в зависимости от складывающейся потребности в перевозке сырья в том или ином регионе мира устанавливается стоимость фрахта и не имеет прямой связи с ценой на черное золото». К примеру, стоимость фрахта танкеров варьировался в течение 2016 – 17 гг. от 19000 до 108000 долларов США в сутки. Концепция внедрения предлагаемого проекта заключается в снижении себестоимости добытого нефтяного эквивалента, путём снижения издержек на этапе перевозки сырья импортёру. Также владение собственными логистическими мощностями гарантируют бесперебойную работу, непосредственно, добывающего сектора, так как обеспечит своевременную отгрузку нефти из резервуаров. Исходя из этой концепции и вышеописанному исследованию касательно динамики изменения стоимости фрахта танкеров, примем за расчёт средние значения.

Таблица 3.8

Стоимость суточного фрахта и эксплуатационных затрат танкеров

Класс танкера	Суточная стоимость фрахта танкера, долл. США	Суммарные суточные затраты на эксплуатацию

		танкера, долл. США
VLCC	38000	10200
Суэцмакс	25500	5900
Афрамакс	21650	4600
Панамамакс	15750	3100

Источник: составлено автором по [15, с. 11]

Суммарная добыча к моменту постройки танкеров, который запланирован к 2020 г., будет равна 46 млн. тонн нефти. Весь добываемый объём экспорта сырья будет перевозиться построенными танкерами сбалансированно, по следующей схеме:

Таблица 3.9

Планируемый годовой объём перевозок нефти на танкерах

Класс танкера	Количество, ед.	Рассматриваемый период, г	Число фрахтов	Суммарный объем перевозок, млн. тонн
VLCC	1	1	40	12
Суэцмакс	4	1	40	24
Афрамакс	1	1	40	4
Панамамакс	2	1	43	6

Источник: составлено автором согласно концепции предлагаемого проекта

Таблица 3.10

Затраты на эксплуатацию танкеров составят

Класс танкера	Рассматриваемый период, г	Количество, ед.	Суммарные эксплуатационные затраты, млн. долл. США
VLCC	1	1	3,723
Суэцмакс	1	4	8,614
Афрамакс	1	1	1,679
Панамамакс	1	2	2,263

Источник: составлено автором согласно концепции предлагаемого проекта

В итоге, суммарные эксплуатационные траты на приобретенные танкера в течение одного года составят 16,279 млн. долл. США. Экономия от эксплуатации собственного флота по экспортному направлению в страны АТР, в течение одного года составит 54,22 млн. долл. США. Именно на такую цифру снизится себестоимость добытого нефтяного эквивалента на

месторождениях, которые обслуживают закупленные танкера. В перерасчёте на 1 тонну н. э. снижение себестоимости добычи составит 1,17 долл. США.

Показатели экономической эффективности внедрения приведены в приложении 2.

Таким образом, из табличных данных, приведённых в приложении, можно отметить, что:

- чистый дисконтированный доход составит 502,3 млн. рублей;
- индекс доходности – 1,01;
- срок окупаемости – 10 лет.

Данные показатели соответствуют аналогичным проектам в других нефтегазовых и нефтетрейдинговых компаниях. Преимуществом и гарантированностью срока окупаемости является постоянная занятость приобретенных логистических мощностей, так как объем добываемого сырья сопоставим с суммарным дедвейтом танкерного флота. Эта стабильность позволит без особых проблем обслуживать кредитные обязательства по данному проекту.

Помимо сугубо экономической выгоды стоит отметить, что инвестирование в непрофильный актив в виде покупки танкерного флота, повысит экономическую безопасность предприятия «Х», а важность этого фактора сложно переоценить в эпоху санкций и жесточайшей борьбы за наиболее крупный рынок сбыта, коим является АТР.

Выводы к 3 главе

В третьей главе произведён подробный финансовый анализ нефтегазовой компании «Х», из которого сделаны следующие выводы.

Выручка компании и балансовая прибыль увеличились на 7,7% и 8% соответственно. Коэффициент абсолютной ликвидности показал положительное значение, но, тем не менее, предприятию необходимо снижать кредитную задолженность, так как этот показатель находится не в норме.

Коэффициент платежеспособности снизился на 1,29%, нормальное значение показателя должно превышать 50%, в 2016 г.$К_п$=43,22%. Предприятию необходимо увеличить собственный капитал. Коэффициент восстановления платежеспособности равен 0,54, следовательно, у предприятия нет реальной возможности восстановить свою платежеспособность в ближайшие 6 месяцев.

Все показатели финансовой устойчивости – коэффициент заемного капитала, коэффициент автономии, коэффициент соотношения собственных и заемных средств, коэффициент финансовой зависимости указывают на зависимость предприятия от заемных средств. Предприятию необходимо увеличить собственный капитал и уменьшить величину заемных средств.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами находится в норме, следовательно, компания «Х» обладает достаточными денежными средствами для сохранения финансовой устойчивости.

Коэффициент оборачиваемости активов увеличился на 1,3%, следовательно, предприятие стало более эффективно использовать ресурсы для выпуска продукции. Рентабельность деловой активности увеличилась в 2016 г. на 4,9% в связи с увеличением балансовой прибыли на 8%. Удельный вес дебиторской задолженности остался не изменился, а коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности увеличился в связи с увеличением выручки от реализации на 2,94%.

По анализу доходности предприятия можно сказать, что коэффициент покрытия увеличился на 0,4%, а бесприбыльный оборот уменьшился на 0,54%.

Для улучшения финансового состояния предприятия необходимо:

- выбрать грамотную инвестиционную стратегию;
- соблюдать трудовую и технологическую дисциплину;
- сократить непроизводственные затраты;
- ускорить оборачиваемость за счет ритмичности и комплексности оборотного капитала;
- ликвидировать сверхнормативные запасы сырья;
- найти оптимальное соотношение заемных и собственных средств;
- улучшить качество предоставляемых услуг.

Анализ финансово–хозяйственной деятельности является неотъемлемой частью управления предприятием. Он является эффективным инструментом воздействия на экономическую жизнь предприятия, позволяет контролировать текущую ситуацию, определять перспективы развития и многое другое.

Учитывая анализ финансовых показателей нефтегазовой компании «Х» сделан вывод относительно её инвестиционной политики. Внедрение предлагаемого проекта предложено воплотить в жизнь на 80% за собственные средства компании, а 20% лизинговую часть погашать за счёт доходов неотъемлемо от внедрения проекта по закупке танкерного флота. Проект является экономически целесообразным и нацелен на долгосрочную перспективу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение сформулируем основные выводы, полученные в результате диссертационного исследования и результат, непосредственно, предложенного проекта.

При изучении инвестиционной политики российских нефтегазовых компаний на фоне иностранных, были выявлены ряд проблем, которые сильно отражаются на гибкости отечественных предприятий и перспективе их дальнейшей конкурентоспособности.

Рассматривая и исследуя вектор развития мировой и российской нефтегазовой индустрии было выявлено, что основными потребителями энергоносителей в ближайшем будущем, непременно, станут растущие экономики стран АТР. Постепенное смещение внимания экспортеров на этот регион связан не только с ростом их ВВП, но и такими тенденциями как сланцевая революция, переход развитых стран на альтернативные источники энергетики.

Параллельно со сменой рынка сбыта нефтегазовой продукции изменяется положение в конкурентной среде. В частности, к традиционным экспортёрам нефти и газа присоединяются страны, которые совсем недавно были крупнейшими импортёрами. Данный тренд показывает необходимость нефтегазодобывающим компаниям России:

- повышать свою конкурентоспособность путём снижения производственных издержек, что соответственно отразится на себестоимости добычи сырья;
- смена вектора своей инвестиционной политики, в сторону повышения конкурентоспособности и гибкости к волатильности на мировых рынках нефти и газа.

В инвестиционном проекте по диверсификации деятельности нефтегазовой компании «X», которая была предложена в диссертационной работе, учитываются оба фактора, обозначенные выше. Анализ финансового

состояния предприятия «X», отражает положение всего нефтегазового сектора экономики России. И сложившуюся ситуацию можно изменить в лучшую сторону, лишь сменой инвестиционной стратегии и внедрением эффективных проектов, которые повысят конкурентоспособность среди экспортёров. А основным рынком сбыта в среднесрочной перспективе, за который будут сражаться нефтегазовые компании мира, станет АТР.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АТР – Азиатско-тихоокеанский регион.

АТЭС – Азиатско-тихоокеанское экономическое сотрудничество.

ВВП – внутренний валовый продукт.

МЛСП – морская ледостойкая стационарная платформа.

МНК – международные нефтяные компании.

МЭА – международное энергетическое агентство.

ННК – независимые нефтяные компании.

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод.

ПАО – публичное акционерное общество.

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы.

ОПЕК – организация стран-экспортёров нефти.

VLCC – Very Large Crude Carrier.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Астахов, А.С. Менеджмент нефтяной компании: учебное пособие / А.С. Астахов, К.Н. Миловидов. – М.: Недра, 2015. – 247 с.
2. Богданчиков, С.М. Соглашения о разделе продукции. Теория, практика, перспективы«Нефть и газ» / С.М. Богданчиков, И.А. Перчик– М.: Эксмо,2013. – 384 с.
3. Баланина, К.К. Оценка вклада внешних факторов в капитализацию компаний нефтегазовой отрасли / К.К. Баланина, Е.С. Гордеев, К.Т. Мглотов // Инновационная экономика. – 2016. – № 2. – С. 4–7.
4. Богатырев, С.Ю. Стоимостной анализ аномалий российского фондового рынка на основе поведенческих финансов / С.Ю. Богатырев, Д.С. Антонов, К.А. Рыклин // Финансовая аналитика: проблемы и решения. – 2015. – № 41. – С.37-48.
5. Бозо, Н.В. Нефтегазовая «монополька» в России[Электронный ресурс] / Н.В. Бозо, В.В. Шмат. – ЭКО. – 2014. – 19 с. – Режим доступа: http://ecotrends.ru/images/ Journals/2010-2019/2011/N11/3_Articles/076 Bazo 2011_11.pdf (дата обращения: 12.10.2017).
6. Брусов, П.Н. Современные корпоративные финансы и инвестиции: монография / П.Н. Брусов, Т.В. Филатова, Н.П. Орехова – М.: КНОРУС, 2015. –413 с.
7. Варфаловская, Р. А. Факторы повышения конкурентоспособности в рамках мировой глобализации экономики / Р. А. Варфаловская// Вестник РЭА. – 2016. – № 3. – С. 19.
8. Воронина, Н. А. Мировой рынок нефти: тенденции развития и особенности ценообразования / Н.А. Воронина // Практический маркетинг. – 2013.–№ 10. – С. 27.
9. Внешняя торговля России в 2016 г.: цифры и факты. [Электронный ресурс]: учеб.пособие для студентов вузов, обуч. по спец. эконом. и управления / ред. Е. Ф. Жуков. – 2-е изд., перераб. и доп. – Электрон. дан. – М.: Юнити-Дана, 2014. – (Электронный учебник).

10. Вода, К.Р. Азиатско-Тихоокеанский регион: новый центр мировой политики и экономики? / К.Р. Вода, А.А. Невская, П.П. Тимофеев // ИМЭМО РАН. – 2017. – №16. – С.103-110.
11. Высоцкий, В.И. Нефтяной миллениум (прогноз мировых цен на нефть) / В.И. Высоцкий // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 4. – С. 13.
12. Гибсон, Р. Формирование инвестиционного портфеля: Управление финансовыми рисками / Р. Гибсон. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2013. – 276 с.
13. Гинзбург, М.Ю. Финансовый менеджмент на предприятиях нефтяной и газовой промышленности: учеб. пособие / М.Ю. Гинзбург, Л.Н. Краснова, Р.Р. Садыкова // М.: ИНФРА-М. – 2012. –234 с.
14. Грэм, Б. Разумный инвестор: Полное руководство по стоимостному инвестированию / Б. Грэм. – М.: Альпина Паблишер. – 2014. – 534 с.
15. Гурвич, Е. Макроэкономическая оценка роли российского нефтегазового комплекса / Е. Гурвич // Вопросы экономики. – 2015. – № 10. – С. 4–6.
16. Дмитриевский, А.Н. Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 6. – С. 10–16.
17. Жизнин, С. Энергетическая дипломатия России / С. Жизнин. – М.: ИстБук. – 2015. – С.222.
18. Жиляева, В. В. Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятий нефтегазовой отрасли / В.В. Жиляева. –М.:ИнФолио. – 2016. – С.217.
19. Карначева, К.Ю. Динамика стоимости фрахта танкеров класса VLCC по маршруту Персидский залив–Восточная Азия за период 2016-2017 гг. / К.Ю. Карначева, А.Е. Сарсатская // М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – С. 3-8.
20. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – 2-е изд. –М.: Дизайн Полиграф Сервис, 2012. – 295 с.
21. Козинченко, Е. Инвестиционные проекты в российской нефтегазовой отрасли. Четыре шага к повышению эффективности / Е. Козинченко, Д.

Мордовенко, Д. Тидеман, Ж. Шехад // Strategy FormerlyBoozCompany. – 2015. – С. 5-13.
22. Крейдич, Т.В. Тенденции транснационализации мировой экономики в условиях глобализации / Т.В. Крейдич // Вестник Мурманского государственного технического университета – 2013. – № 1. – С 106 –113.
23. Крюков, В.А. Институциональные преобразования в нефтегазовом комплексе–теоретические основы и российская практика / В.А. Крюков.– М.: Эксмо: МИРБИС, 2013. – 234 с.
24. Лавренова, Е.С. Особенности биржевой торговли российского рынка ценных бумаг / Е.С. Лавренова // Juvenisscientia. – 2016. – № 1. – С.34 – 37.
25. Лебедев, А.С. Причинно-следственные связи между факторами капитализации российских нефтяных компаний / А.С. Лебедев, С.А. Теньковская // Общество: политика, экономика, право. – 2016. – № 11. – С. 17.
26. Лузина, Д.С. Оценка влияния сделок слияний и поглощений на фундаментальную стоимость компаний на развивающихся рынках капитала (на примере стран BRICS) / Д.С. Лузина, Е.М. Рогова // Корпоративные финансы. – 2015. – № 3. – С. 24-47.
27. Лазорина, Е. Стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и другие изменения в налогообложении нефтедобычи / Е. Лазорина, В. Буров, Д. Джон, Э. Шевченко, Д. Гарин // Strategy FormerlyBoozCompany. – 2013. – С. 2–3.
28. Либ, С. Фактор нефти / С. Либ. –М.: Вильямс. – 2013. – 204 с.
29. Логистика и трейдинг в нефтегазовой отрасли. Основы логистики. Закупки и поставки в нефтегазовых логистических системах: Учебное пособие. – М.:Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. –274 с.
30. Мамишев, В.И. Структура капитала и ее влияние на стоимость компании / В.И. Мамишев // Проблемы современной экономики. – 2015. – № 1. – С. 91–95.
31. Масленников, М.И. Региональные тенденции капитализации бизнеса в условиях роста финансовой нестабильности / М.И. Масленников // Экономика региона. – 2014. – № 2. – С. 141-149.

32. Миловидов, К.Н. Крупнейшие энергетические компании мира в контексте глобализации ТЭК / К.Н. Миловидов, Т.А. Митрова, Л.А. Славинская, С.И. Мельникова // ИЦ РГУ нефти и газа. – 2014. – №1. – С. 16-21.
33. Мировое потребление нефти: экспертная аналитика [Электронный ресурс]: Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль» / Ю.Г. Вешкин. – М.: ИНФА-М, 2014. – 54 с. – Режим доступа: http://www.ngv.ru/analytics/ (дата обращения: 20.09.2017).
34. Мировой нефтегазовый рынок. Инновационные тенденции. – М.: Энергия. – 2013. – С. 240.
35. Основные положения энергетической стратегии России на период до 2020 года. – М.: Минэнерго. – 2016. – С.37.
36. Остальский А. Нефть: чудовище и сокровище / А. Остальский // СПб.: Амфора. – 2014. – С.89.
37. Официальный сайт ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.transneft.ru/pipelines (дата обращения: 10.11.2017).
38. Отчет аудиторско-консалтинговой компании «EY»: «Перспективы развития нефтяной геологоразведки». – Режим доступа: http://www.ey. com/publication (дата обращения: 09.08.2017).
39. Официальный сайт Международного энергетического агентства. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.iea.org (дата обращения: 07.09.2017).
40. Официальный сайт «ОПЕК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.opec.org/opec_web/en (дата обращения: 12.10.2017).
41. Соколов, М.М. О поиске финансовых резервов для ускорения экономического развития России / М. М. Соколов // Общество и экономика. – 2015. – № 6. – С. 49-75.
42. Слейтер, Р. Нефть: кто диктует правила / Р. Слейтер. – М.: ЭКСМО. – 2015. — 132 с.
43. Тарлинский, В. Трубопроводы – инструмент геополитики / В. Тарлинский. – М.: МИК. – 2016. –112 с.
44. Телегина, Е.А. Международные инвестиции в мировую энергетику: механизмы реализации и регулирования. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа. –2014. – 139 с.

45. Шимко, О.В. Финансово-экономический анализ современного состояния мировой нефтегазодобывающей отрасли / О.В. Шимко // Экономика и предпринимательство. – 2014. – №9 – С. 385–391.
46. Якунин, В. Геополитические вызовы России: современное транспортное измерение. / В. Якунин. – М.: Эксмо, 2014. – 84 с.
47. ArgusMediagroup [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.argusmedia.com/ (дата обращения: 17.09.2017).
48. BP Statistical Review of World Energy, June 2016. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf/ (дата обращения: 16.09.2017).
49. CrudeOilplusLeaseCondensate [Электронныйресурс] // U.S. EnergyInformationAdministration – Режимдоступа: https://www.eia.gov/ dnav/ng/ng_enr_cplc_a_EPCCOND_R01_MMbbl_a.htm (датаобращения: 17.10.2017).
50. CrudeOilProduction [Электронныйресурс] // U.S. EnergyInformationAdministration – Режимдоступа: https://www.eia.gov/dnav/pet/ pet_crd_crpdn_adc_mbblpd_a.htm (датаобращения: 03.10.2017).
51. Economic Reports [Электронныйресурс] // The Independent Petroleum Association of America. – Режимдоступа: http://www.ipaa.org/economics-analysisinternational/economic-reports/ (датаобращения: 08.10.2017).
52. Europe Brent Spot Price FOB [Электронныйресурс] // U.S. Energy Information Administration. – Режимдоступа: http://www.eia.gov/dnav/ pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=rbrte&f=D (датаобращения: 02.11.2017).
53. FT 500 2015 Introductionandmethodology [Электронный ресурс] // FT. – Режим доступа: http://www.ft.com/intl/cms/s/2/1fda5794-169f-11e5-b07f00144feabdc0.html#axzz416pJJ16S (дата обращения: 13.09.2017).
54. International energy data analysis // [Электронныйресурс]. Режим доступа: http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm(датаобращения: 15.08.2017).
55. International Energy Statistics - Units [Электронныйресурс] // U.S. Energy Information Administration – Режимдоступа: https://www.eia.gov/cfapps/ ipdbproject/docs/unitswithpetro.cfm (датаобращения: 07.11.2017).

56. Madura J. International Financial Management. Sagamore Beach: Southwestern College Publishing, 2015. – 116 p.
57. Myers S. Interactions of Corporate Financing and Investment Decisions – Implications for Capital Budgeting // Journal of Finance. –2014. – № 29. – 84 p.
58. Maritime Logistics Professional magazine // [Электронныйресурс]. Режимдоступа: http://www.maritimeprofessional.com/ (датаобращения: 17.10.2017).
59. Manufactures exports [Электронныйресурс] // The World Bank Group – Режимдоступа: http://data.worldbank.org/ indicator/TX.VAL.MANF.ZS.UN (датаобращения: 22.10.2017).
60. Manufactures imports [Электронныйресурс] // The World Bank Group – Режимдоступа: http://data.worldbank.org/indicator/TM.VAL.MANF.ZS. UN (датаобращения: 16.10.2017).
61. Market Capitalization [Электронныйресурс] // The Securities and Exchange Commission. – Режимдоступа: https://www.sec.gov/answers/ marketcapitalization.htm (датаобращения: 01.10.2017).
62. Merchandise exports [Электронныйресурс] // The World Bank Group – Режимдоступа: http://data.worldbank.org/indicator/TX.VAL.MRCH.CD.WT (датаобращения: 03.08.2017).
63. Merchandise imports [Электронныйресурс] // The World Bank Group – Режимдоступа: http://data.worldbank.org/indicator/TM.VAL.MRCH.CD.WT(датаобращения: 07.11.2017).
64. Oldcorn R., Parker D. The Strategic Investment Decision: Evaluating Investment Opportunities. London: Pitman Publishing, 2013. Rappaport A. Creating shareholder value. NY: Free Press, 2014.– 118 p.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Трубопроводная сеть ПАО «Транснефть» на карте России

Источник: [15]

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Показатели	Годы										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ставка дисконта, %	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
Чистые денежные поступления, млн. руб.	0	4970	4970	4970	4970	4970	4970	4970	4970	4970	4970
Дисконтированные чистые денежные поступления, млн. руб.	0	4460,57	4003,36	3593,02	3224,73	2894,2	2597,54	2331,29	2092,33	1877,87	1685,39
Инвестиции, млн. руб.	28258	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма дисконтированных чистых денежных поступлений, млн. руб.	0	4460,57	8463,93	12056,95	15281,68	18175,88	20773,42	23104,71	25197,04	27074,91	28760,3
Сумма дисконтированных инвестиций, млн. руб.	28258	28258	28258	28258	28258	28258	28258	28258	28258	28258	28258
ЧДД, млн. руб.	-28258	-23797,43	-19794,07	-16201,05	-12976,32	-10082,12	-7484,58	-5153,29	-3060,96	-1183,09	502,3
ИД	0	0,15	0,29	0,42	0,54	0,64	0,73	0,81	0,89	0,95	1,01

Показатели экономической эффективности проектного предложения

Источник: составлен автором по сметным показателям проекта