

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт управления бизнес–процессами и экономики
Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.03.09 «Экономика предприятий и организаций (нефтяная и газовая
промышленность)»

**ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ОЦЕНКЕ
ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	доцент, канд. экон. наук	М. В. Зубова
	подпись, дата		
Выпускник	_____		В.А. Юсупова
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		К. К. Гурин
	подпись, дата		

Красноярск 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1 Методологические основы комплексной оценки инвестиционного проекта в нефтегазовой отрасли	5
1.1 Основы технико-экономического обоснования проекта в нефтегазовой отрасли	5
1.2 Концептуальная схема комплексной оценки эффективности нефтегазовых проектов	11
1.3 Оценка потенциальных рисков реализации инвестиционного проекта в нефтегазовой отрасли	19
2 Реализация инвестиционного проекта нефтегазовой отрасли в современных экономических условиях	29
2.1 Анализ современных тенденций экономического развития нефтегазовой отрасли России	29
2.2 Анализ инвестиционно-инновационной деятельности ПАО «Татнефть»	41
2.3 Характеристика Западно-Ленинградской площади ПАО «Татнефть» как объекта инвестиционного проекта	52
3 Комплексный подход к оценке инвестиционного проекта.....	57
3.1 Оценка эффективности проекта разработки Западно-Ленинградской площади.....	57
3.2 Анализ бюджетной эффективности	57
3.3 Анализ проектных рисков	57
Заключение ..	58
Список использованных источников	61
Приложение А Стадийность проектирования.....	67
Приложение Б Технико-экономическое обоснование проекта.....	68
Приложение В Алгоритм оценки эффективности нефтегазового проекта.....	69
Приложение Г Коэффициенты финансовой устойчивости ПАО «Татнефть» ...	70
Приложение Д Процедура рассмотрения инвестиционных проектов	71
Приложение Е Расчет налога на имущество Ошибка! Закладка не определена.	
Приложение Ж Эксплуатационные затраты Ошибка! Закладка не определена.	
Приложение З Расчет текущего, дисконтированного и накопленного потока наличности..... Ошибка! Закладка не определена.	
Приложение И Расчет денежных потоков для оценки эффективности участия в проекте..... Ошибка! Закладка не определена.	
Приложение К Расчет дисконтированных денежных потоков, поступающих в бюджеты разных уровней Ошибка! Закладка не определена.	
Приложение Л Анализ чувствительности Ошибка! Закладка не определена.	

ВВЕДЕНИЕ

Инвестиционная деятельность предприятий нефтегазовой отрасли имеет решающее значение в обеспечении их стабильного финансирования в условиях рыночной экономики за счет формирования дополнительных финансовых ресурсов. При этом, нефтегазовый комплекс является важной частью российской экономики, поскольку он обеспечивает значительную часть доходов федерального бюджета, выступает источником валютной выручки и вносит существенный вклад в формирование ВВП страны. Эффективная организация инвестиционного процесса предприятий нефтегазового комплекса способствует обеспечению как национальных, так и коммерческих интересов.

Нефтяная промышленность отличается длительным периодом реализации проектов, в течение которого они подвергаются влиянию большого числа различных рисков факторов – маркетинговым, производственным, финансовым, геологическим и др. Неопределенность, возникающая в связи с необходимостью долгосрочного планирования, и риски осложняют реализацию проекта и являются причиной не достижения плановых экономических показателей, определенных инвесторами. Также важной особенностью является то, что объемы необходимых инвестиций значительны.

Успешность последующего функционирования инвестиционного проекта во многом зависит от достоверности оценки эффективности инвестиционного проекта, основанной на правильно выбранной стратегии его будущего развития (плановых объемов добычи углеводородного сырья, технологии и мощности его переработки, видов производимой товарной продукции и т.д.), а также учете возможных негативных (рисковых) факторов и инструментов их предотвращения. Поэтому, в настоящее время, конкурентная борьба в нефтяной промышленности переходит в область предпроектной подготовки инвестиционных проектов и повышения достоверности (качества) оценки их экономической эффективности на этапе принятия решения о начале их реализации [1].

В этой связи, комплексная оценка инвестиционных проектов в нефтяной промышленности, включающая финансовую, бюджетную, социальную эффективность, анализ и количественную оценку рисков факторов, их влияние на экономическую эффективность проекта в целом, представляется весьма актуальным направлением экономического исследования.

В качестве объекта исследования в работе рассматривается вертикально интегрированная нефтегазовая компания ПАО «Татнефть». Предметом исследования выпускной квалификационной работы является методология комплексной оценки инвестиционного проекта в нефтегазовой отрасли.

Целью работы является обосновать необходимость комплексного подхода к оценке инвестиционного проекта в нефтегазовой отрасли.

Для достижения цели необходимо выполнение ряда задач:

- изучить методологические подходы к оценке инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли;
- проанализировать состояние и основные тенденции развития нефтегазовой отрасли РФ;
- проанализировать текущую инновационно-инвестиционную деятельность ПАО «Татнефть»;
- рассмотреть Западно-Ленинскую площадь как объект инвестиционного проекта;
- описать подходы к разработке рассматриваемого месторождения;
- оценить экономическую эффективность предлагаемых мероприятий;
- оценить бюджетную эффективность рассматриваемого проекта;
- оценить риски инвестиционного проекта.

Информационную основу работы составили официальная отчетность нефтегазодобывающих предприятий, статистические и аналитические материалы информационных, аудиторских агентств, а также государственных ведомств, действующие законодательные акты, нормативные документы и другие материалы, содержащиеся в периодической печати и размещенные на официальных сайтах в сети Интернет.

1 Методологические основы комплексной оценки инвестиционного проекта в нефтегазовой отрасли

1.1 Основы технико-экономического обоснования проекта в нефтегазовой отрасли

Технико-экономическое проектирование – это методология организации, планирования, руководства, координации трудовых, финансовых и материально-технических ресурсов на протяжении проектного цикла, направленная на эффективное достижение определенных в проекте результатов по составу и объему работ, стоимости, времени, качеству и удовлетворению участников проекта.

От успешности разработки проектов и выбора оптимальных вариантов проектных решений зависят эффективность капитального строительства, воспроизводство производственных фондов нефтегазовых отраслей, решение проблемы инновационного развития ТЭК. Одновременно высококачественное технико-экономическое проектирование позволяет обеспечить экономию капитальных вложений и, в конечном счете, повысить эффективность нефтегазового производства. Проектирование является одним из основных направлений подготовки производства, обеспечивающее эффективное ведение намеченных работ.

При проектировании нефтегазовых производственных объектов применяют комплексные методы составления и обоснования схем проектов, в основу которых закладываются принципы рационального использования нефтегазовых ресурсов. Эти принципы вытекают из нормативно-правовой базы государства. К ним относятся:

- приближение строящихся объектов к источникам сырья, энергии, районам потребления;
- равномерное размещение всех отраслей промышленности по отдельным районам страны, направленное на повышение эффективности развития отдельных регионов;

- рациональное разделение труда между экономическими районами при их комплексном развитии и экономики в целом.

К специфическим особенностям проектирования нефтегазовых объектов относятся следующие факторы:

- геологический, который сказывается, в первую очередь, на подсчете конечного коэффициента нефтегазовой отдачи;

- экологический, отражающийся в оценке воздействия проекта на окружающую среду;

- социальный, который может отражаться в возможности закрытия месторождения, а соответственно и переориентации региона на другие производства. Кроме того, необходимо учитывать требования местного населения.

Проектирование включает две стадии: предпроектную и стадию проектирования. Стадийность проектирования представлена в приложении А.

Предпроектная стадия включает:

- Концепцию;

- Технико-экономический доклад (ТЭД);

- Технико-экономическое обоснование (ТЭО);

- Задание на проектирование различных объектов.

Стадия проектирования включает 8 разделов:

- Технический (техника, технология, графики выполнения работ);

- Коммерческий (оценка инвестиций, перспектив рынка для продукции);

- Социальный (заинтересованность населения, адаптация у местным условиям);

- Экологический (влияние на окружающую среду, возможный ущерб);

- Финансовый (рентабельность, прибыльность, прогнозирование спроса);

- Экономический (отражение интересов);

- Оценка риска (отражение рисков, снижающих результаты);

- Составление сметы (сметно-финансовые расчеты, сумма затрат).

Каждый проект независимо от сложности и объема работ, необходимый для его выполнения, проходит в своем развитии определенные состояния, которые называются фазами.

Под жизненным циклом проекта (ЖЦП) понимается промежуток времени между моментом появления, зарождения проекта и моментом его ликвидации. Жизненный цикл проекта является исходным понятием для исследования проблем финансирования работ по проекту и принятия соответствующих проектных решений. Укрупненно ЖЦП можно разделить на три основные смысловые фазы: прединвестиционную, инвестиционную и эксплуатационную. График жизненного цикла проекта изображен на рисунке 1.1.

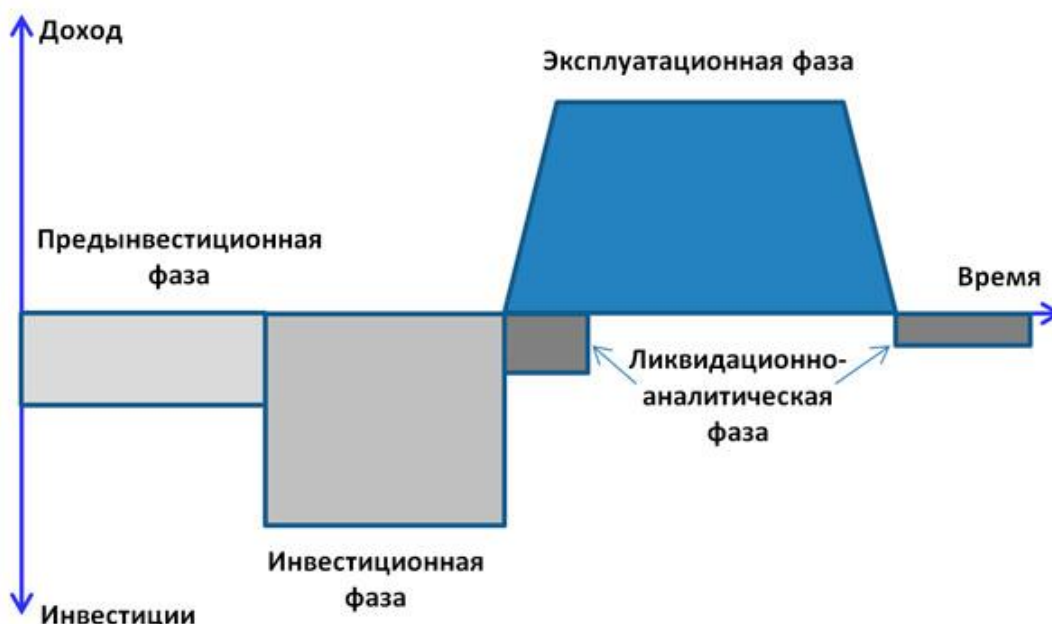


Рисунок 1.1 – Жизненный цикл проекта

На стадии прединвестиционного исследования обычно проводят необходимые для разработки и реализации проекта исследования, связанные с конструированием намеченной к производству продукции.

Состав ТЭО, как правило включает стандартный набор разделов, который схематично представлены в приложении Б:

1) Выявление перспективных направлений развития. Этот этап включает исследование благоприятных условий, таких как состояние рынка труда, состояние рынка топлива и энергии, исследование развитости инфраструктуры, федеральная и местная политика, инвестиционный климат.

2) Предварительные технико-экономические исследования проекта, при которых исследуются:

- номенклатура и источники топлива;
- имеющаяся инфраструктура;
- потенциальные источники инвестиций;
- варианты размещения предприятия и т.д.

Задачей предварительного технико-экономического анализа (ПТЭА) является детализация и конкретизация проектной идеи. ПТЭА является переходным этапом от исследования благоприятных условий к технико-экономическому обоснованию.

3) Разработка технико-экономического обоснования проекта:

- финансово-экономический анализ инвестиционного проекта;
- технико-экономическое обоснование проекта (инвестиционный проект, бизнес-план).

ТЭО является заключительной стадией предынвестиционной фазы и дает всю необходимую информацию для принятия решения об участии в инвестировании.

На этапах инвестиционной фазы осуществляется процесс формирования производственных активов. Особенность этой фазы состоит в том, что затраты здесь имеют необратимый характер. Так как проект не завершен, он пока не приносит доходов. В инвестиционной фазе решаются вопросы, связанные с привлечением инвестиций: кредитами, эмиссией акций, набором и подготовкой персонала.

Специфика инвестиционной фазы заключается в том, что установленные временные рамки создания объекта предпринимательской деятельности и размеры затрат, предусмотренных сметой, должны неуклонно выполняться.

Немаловажное значение имеет мониторинг всех факторов и обстоятельств, которые влияют на продолжительность строительства, и на затраты, с тем чтобы своевременно принимать меры по преодолению возникающих негативных явлений.

Третья фаза инвестиционного проекта – эксплуатационная. Проблемы, возникающие в эксплуатационной фазе, необходимо рассматривать в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе. Под краткосрочной перспективой понимается начальный этап производства, при котором могут возникнуть проблемы с освоением производственной мощности и проектных технико-экономических показателей – себестоимости, производительности труда, качества продукции и т.п. Среднесрочная и долгосрочная перспективы связаны со всеми последующими периодами использования объекта. Перспективы важны с позиции их учета при оценке поступлений от продаж, издержек производства, налогов и разного рода отчислений во внебюджетные фонды, при оценке ликвидационной стоимости постоянных активов. Общая продолжительность эксплуатационной фазы оказывает заметное влияние на показатели экономической эффективности проекта: чем дальше во времени будет отнесена эксплуатационная фаза, тем больше будет размер чистого дохода. Продолжительность эксплуатационной фазы устанавливается в ходе проектирования. Обычно её принимают на уровне нормативного срока службы технологического оборудования.

Конечная цель проектирования – определить результаты проекта. При оценке результатов проекта принято использовать следующие виды проектного анализа:

- технический;
- финансовый;
- коммерческий;
- экологический;
- организационный;
- социальный;

- экономический.

Для принятия решения об осуществлении проекта необходимо рассмотреть все его аспекты на протяжении всего проектного цикла.

В рамках технического анализа при проектировании изучают:

- технико-технические альтернативы;
- размер (масштаб) проекта;
- сроки реализации проекта в целом и его фаз;
- затраты на проект с учетом непредвиденных факторов и др.

Задача коммерческого анализа – оценить проект с точки зрения конечных потребителей продукции. В общем виде решаемые при этом задачи можно свести к трем: маркетинг, источники и условия получения ресурсов, условия производства и сбыта.

Экологический анализ занимает особое место в проектном анализе, так как взаимоотношения между деятельностью человека и окружающей средой недостаточно изучены и, что самое главное, несовершенные. С этой точки зрения решения приводят к необратимым изменениям в окружающей среде. Однако проведение стандартного анализа экономической эффективности экологических проектов часто не представляется возможным, так как экологические затраты и результаты нередко очень трудно рассчитать. В этих случаях прибегают к качественному анализу.

Цель организационного анализа при проектировании – оценить организационную, правовую, политическую и административную обстановку, в рамках которой проект должен реализовываться и эксплуатироваться, а также выработать необходимые рекомендации, касающиеся менеджмента, планирования, координации деятельности.

Цель социального анализа – определение пригодности вариантов проекта для его пользователей. Социальный анализ весьма сложен, прежде всего по причине затруднительности применения формальных методов и отсутствия стандартных методов и процедур.

Экономические показатели вариантов нефтегазового проекта определяются на основе рассчитанных технологических показателей. Основные принципы оценки проекта:

- рассмотрение проекта на протяжении всего жизненного цикла (расчетного периода) – от проведения предынвестиционных исследований до прекращения проекта;

- моделирование денежных потоков;

- сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта);

- принцип положительности и максимума эффекта. Для того чтобы проект был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации был положительным; при сравнении альтернативных проектов (вариантов проекта) предпочтение должно отдаваться проекту (варианту) с наибольшим значением эффекта;

- учет фактора времени;

- учет наличия разных участников проекта, несовпадения их интересов и различных оценок стоимости капитала;

- учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Таким образом, целью технико-экономической оценки проекта является рассмотрение многовариантных технологических решений разработки месторождения и выявление на основе данного анализа наиболее рационального варианта, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения углеводородов [2].

1.2 Концептуальная схема комплексной оценки эффективности нефтегазовых проектов

В современных экономических условиях для эффективной работы организации требуется постоянное развитие и модернизация. Управление

инвестиционными проектами предполагает проведение специалистами финансовой службы компании оценки каждого предлагаемого инвестиционного проекта (его эффективности, привлекательности, прибыли от реализации), определение достаточности объемов финансирования и, конечно же, приемлемости рисков [3].

В понятие эффективности инвестиционного проекта обычно вкладывают степень его соответствия целям и интересам участников инвестирования.

Методы оценки эффективности нефтегазовых проектов можно определить как способы, с помощью которых определяется выбор между несколькими вариантами вложения средств на относительно длительный период, исходя из предварительно установленного критерия выбора.

Эффективность инвестиционного проекта оценивается системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев.

Для оценки проекта предлагается использовать следующие основные показатели эффективности:

- Чистый доход (ЧД) (net value, NV) – это накопленный эффект (сальдо денежного потока) за расчетный период.

- Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (другое название — интегральный эффект) соответствует показателю NPV (net present value).

Чистый дисконтированный доход представляет собой дисконтированный показатель ценности проекта, определяемый как сумма дисконтированных значений поступлений за вычетом затрат, получаемых в каждом году в течение срока жизни проекта.

Дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, отражающий ценность будущих поступлений (доходов) с современных позиций. При установлении коэффициента дисконтирования учитывают риски инвестиций, инфляцию и процентную ставку банковского кредита.

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы его NPV был положительным; при сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с высоким значением NPV (при условии, что оно положительное) [4].

- Внутренняя норма доходности (ВНД) (другие названия — внутренняя норма дисконта, внутренняя норма рентабельности) соответствует показателю IRR (internal rate of return). Технически она представляет собой ставку дисконтирования, при которой достигается безубыточность проекта, означающая, что чистая дисконтированная величина потока затрат равна чистой дисконтированной величине потока доходов.

- Для оценки эффективности инвестиционных проектов значение внутренней нормы доходности необходимо сопоставить с нормой дисконтирования « r ». Проекты, у которых $IRR > r$, имеют положительное NPV и потому эффективны, те же, у которых $IRR < r$, имеют отрицательное NPV и потому неэффективны.

Технически задача расчета потока наличности заключается в определении того, какова будет сумма денежных потоков нарастающим итогом на конец установленного расчетного периода. Денежный поток обычно состоит из потоков от отдельных видов деятельности:

- инвестиционной;
- операционной;
- финансовой.

Для денежного потока от инвестиционной деятельности к оттокам относятся капитальные вложения, к притокам — продажа активов в течение и по окончании проекта.

Для денежного потока от операционной деятельности к притокам относятся выручка от реализации, а также прочие и внереализационные доходы, к оттокам — текущие затраты, налоги.

К финансовой деятельности относятся операции со средствами, внешними по отношению к проекту, т.е. поступающими не за счет осуществления проекта (кредитные средства, субсидии и т.д.).

В расчётах эффективности рекомендуется учитывать неопределенность и риск. Определяются три способа оценки учета неопределенностей: проверка устойчивости проекта, корректировка параметров проекта и экономических нормативов, формализованное описание неопределенности. Вводится понятие предельных значений параметров, в том числе - точки безубыточности.

Оценка экономической эффективности нефтегазовых проектов включает следующие основные этапы:

- оценка инвестиционных расходов;
- оценка операционных расходов на добычу углеводородов;
- расчет амортизационных отчислений;
- расчет налогов, относимых на себестоимость продукции;
- расчет выручки и операционного дохода от реализации товарной продукции;
- расчет налогов, относимых на финансовые результаты;
- расчет чистой прибыли проекта;
- расчет денежного потока проекта;
- оценка риска инвестиционного проекта;
- расчет интегральных показателей экономической эффективности проекта;
- анализ чувствительности;
- анализ безубыточности.

Алгоритм оценки эффективности нефтегазовых проектов приведен в приложении В.

В современных условиях экономики актуальны вопросы разработки механизмов оценки эффективности инвестиционных проектов, учитывающих не только специфику нефтяной промышленности, но и такие факторы, как инфляция и риск, причем не в статике, а в динамике.

При оценке экономической эффективности проектов в нефтяной промышленности спорные моменты могут возникать при решении следующих вопросов.

Прогнозирование объемов добычи нефти и жидкости. Никто с заданной степенью точности не скажет, каков будет их уровень добычи после проведения геолого-технических мероприятий. Всегда существует вероятность того, что эта величина отклонится в худшую или лучшую сторону. Так, ошибочный прогноз приведет к тому, что показатели эффективности будут завышены или занижены. Частичным решением может быть оценка эффективности с учетом риска отклонения этих параметров от запланированного объема.

Оценка притока денежных средств на каждом интервале планирования. Поскольку особенность нефтяной промышленности заключается в более длительных сроках реализации проекта, здесь основная проблема возникает в отношении последних лет реализации проекта. Чем дальше горизонт планирования, т.е. чем более протяженный во времени проект, тем более неопределенными и рискованными рассматриваются притоки денежных средств отдаленных лет. Одним из решений подобной проблемы является введение понижающих коэффициентов, что равнозначно дисконтированию поступлений на более поздних сроках реализации проекта по более высокой ставке дисконта.

Учет инфляции при оценке эффективности. Как было отмечено, проекты в нефтяной промышленности часто оказываются растянутыми во времени. Механизм, позволяющий учесть влияние инфляции на показатели эффективности, отражен в существующих методиках, и формализуется корректировкой либо на индекс инфляции, либо будущих поступлений, либо ставки дисконта; но инфляция даже в развитых странах неоднородна во времени, поэтому задавать статический показатель, неизменный за весь период реализации проекта, некорректно.

Учет риска при оценке эффективности. Проекты, осуществляемые в нефтяной промышленности, обладают высокой степенью геологического,

финансового, технологического, экологического и некоторых других видов риска; при разработке бизнес-планов обычно учитывают только один вид риска, закладываемый коэффициентом, который не меняет своего значения на протяжении всего периода проекта [5].

В разработке и реализации инвестиционного проекта участвуют ряд субъектов этого процесса, выступающих чаще всего в роли инвесторов. Экономические интересы, и в особенности источники их формирования, у разных участников инвестиционного процесса не совпадают. Поэтому возникает необходимость оценки проекта для каждой из таких групп. Таким образом, выделяют два вида эффективности нефтегазовых проектов, который проиллюстрированы на рисунке 1.2:

- эффективность проекта в целом,
- эффективность участия в проекте.

Соответственно, рекомендуют проводить оценку нефтегазовых проектов в два этапа.



Рисунок 1.2 – Виды эффективности нефтегазовых проектов

Эффективность проекта в целом оценивается для презентации проекта и определения привлекательности проекта для потенциальных инвесторов.

Общественная эффективность характеризует социально-экономические последствия осуществления проекта для общества в целом, т.е. учитываются не только непосредственные результаты и затраты проекта, но и «внешние»

по отношению к проекту затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внешнеэкономические эффекты.

Коммерческая эффективность проекта характеризует экономические последствия его осуществления для проектостроителя (инициатора), исходя из достаточно условного предположения, что он производит все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами. Считается, что коммерческая эффективность характеризует с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Наиболее значимым является определение эффективности участия в проекте. Ее определяют с целью реализуемости проекта и заинтересованности в нем всех его участников. Этот вид эффективности называют также эффективностью собственного капитала по проекту, которая включает эффективность участия в проекте структур более высокого уровня (финансово-промышленных групп) и бюджетную эффективность (эффективность участия государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней).

Для комплексной оценки инвестиционных проектов используется следующие критерии эффективности:

- финансовая эффективность, учитывающая финансовые результаты для непосредственных участников проектов;

- бюджетная эффективность, демонстрирующая финансовые результаты проекта для федерального, регионального или местного бюджета;

- экономическая эффективность, включающая комплекс эффектов, обозначенных в таблице 1.1 [6].

Таблица 1.1 – Виды сопутствующих результатов инновационных проектов и их характеристика

Виды эффектов	Содержание результатов
Научный (инновационный)	Создание новых методов исследований и измерений. Решение новых научных задач, удовлетворение качественно новых потребностей общества. Внедрение новых технологий, увеличение НИОКР.
Организационный	Разработка проектов новых производств и новых научно-технических организаций, новых форм и методов организации производства и обслуживания, управления и труда, а также проектов рационального размещения производства.
Экологический	Изменение параметров окружающей среды, комплексное использование сырьевых ресурсов, улучшение процессов добычи ресурсов из недр, разработка проектов новых очистных сооружений, новых методов и способов очистки, новых способов переработки отходов, замены дефицитного сырья и материалов.
Социальный	Изменение характера и улучшение условий труда, повышение уровня образования, увеличения средней продолжительности и свободного времени, уменьшение вредного влияния техники и производства, развитие новых форм обслуживания населения.
Политический (внешнеэкономический)	Улучшение технико-экономических показателей продукции отечественного производства, увеличение возможности экспорта научных идей и техники; увеличение уровня диверсификации поставок по странам; сотрудничество с крупнейшими мировыми нефтегазовыми компаниями; обеспечение бесперебойных поставок по контрактам.

Таким образом, комплексная оценка инвестиционного проекта предполагает оценку финансовой состоятельности проекта и оценку его бюджетной и экономической эффективности. При оценке экономической эффективности необходимо учитывать политические, социальные, технологические, нормативные, культурные и иные факторы.

Достоверность результатов, полученных в результате оценки проекта, в равной степени зависит от полноты и достоверности исходных данных и от корректности использованных при анализе методов.

1.3 Оценка потенциальных рисков реализации инвестиционного проекта в нефтегазовой отрасли

Важнейшим направлением совершенствования анализа проектов, реализуемых в нефтяном секторе в современных условиях, является учет факторов риска и поиск способов повышения их адаптивности.

Риск представляет собой вероятность возникновения убытков или недополучения доходов по сравнению с прогнозируемым вариантом [7].

Инвестированию капитала всегда сопутствует выбор вариантов инвестирования и риск. Все риски нефтегазовой компании делятся на две группы: внутренние и внешние, как показано на рисунке 1.3.

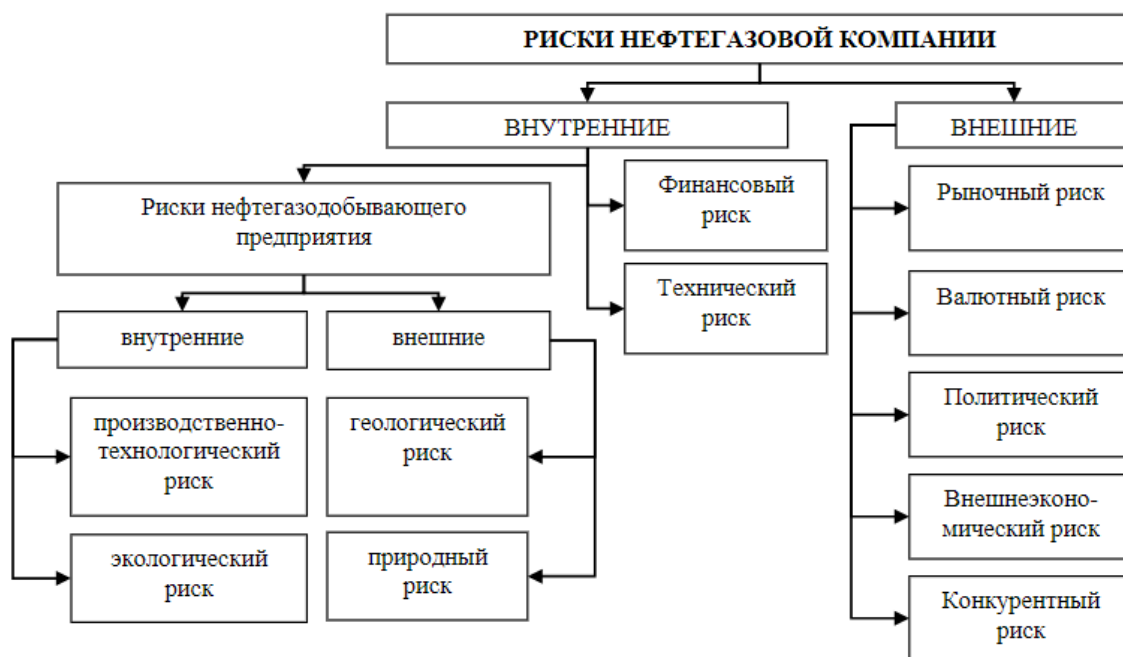


Рисунок 1.3 – Риски нефтегазовых компаний

В состав группы рисков нефтегазодобывающего предприятия входят риски, основанные на внутренних факторах (производственно-технологический – связан непосредственно с производственной деятельностью предприятия и может выражаться в виде аварий, бракованной продукции,

нарушении графика поставок, экологический –неопределенность природно-климатических условий) и на внешних (геологический и природный риск).

Технический (производственный) риск в нефтегазовой отрасли связан с тем, что разведка, разработка и оснащение новых месторождений, поддержание в рабочем состоянии действующих скважин, бурение новых, а также подготовка, транспортировка и переработка нефти и газа представляют собой очень сложный и капиталоемкий процесс. Кроме того, компании, работающие в нефтегазовой отрасли, эксплуатируют сложные технологические комплексы и объекты, которые относятся к опасным производственным объектам.

Дополнительных вложений требует повышение нефтеотдачи пластов, что особенно актуально. В будущем, по мере истощения месторождений, роль специальных методов повышения нефтеотдачи будет возрастать. Соответственно, экономическая эффективность освоения и разработки месторождений зависит от возможности компании использовать наиболее продуктивные и доступные технологии.

Нефтегазовый сектор экономики подвержен высокой степени экологических рисков, которые также относятся к производственным рискам. В случае нарушения экологических норм существует риск штрафных санкций. Кроме того, возможен пересмотр федеральных и региональных экологических норм в направлении их дальнейшего ужесточения. Компании заинтересованы во внедрении новых технических и организационных мероприятий, минимизирующих влияние технических и экологических рисков.

Одна из основных особенностей нефтяной промышленности связана с высокой степенью неопределенности знаний о сырьевой базе. Даже после обнаружения запасов остается неопределенной их коммерческая сторона, их прибыльность. Из-за глубины залегания нефти, высоких капитальных затрат на разведку и разработку, неопределенности о запасах и ценах финансовый риск нефтяной промышленности больше, чем в большинстве других добывающих отраслях [8].

Рыночный риск, включающий риск неуспеха при внедрении инноваций, риск падения цен, неблагоприятного изменения конъюнктуры. Поступления денежных средств, доходность и будущий уровень роста в значительной степени зависят от существующих цен на нефть и нефтепродукты. В прошлом цены на нефть и нефтепродукты колебались в широком диапазоне под влиянием множества факторов, среди которых:

- международные и региональные предложения и спрос (а также ожидания относительно будущих предложений и спроса) на нефть и нефтепродукты;

- погодные условия;

- национальное и зарубежное государственное регулирование, в том числе экспортные ограничения и налоги;

- цены и доступность альтернативных видов топлива;

- цены и доступность новых технологий;

- возможности членов Организации стран экспортеров нефти (ОПЕК) и других нефтедобывающих стран устанавливать и поддерживать определенные уровни производства и цен;

- политические и экономические события в нефтедобывающих регионах, в особенности – на Ближнем Востоке;

- международная и региональная экономическая ситуация.

На протяжении многих лет цены на сырую нефть и нефтепродукты были относительно высокими, но в последние годы произошло их существенное снижение. Как показано на рисунке 1.4 [9], цены на нефть и нефтепродукты изменяются разнонаправлено.

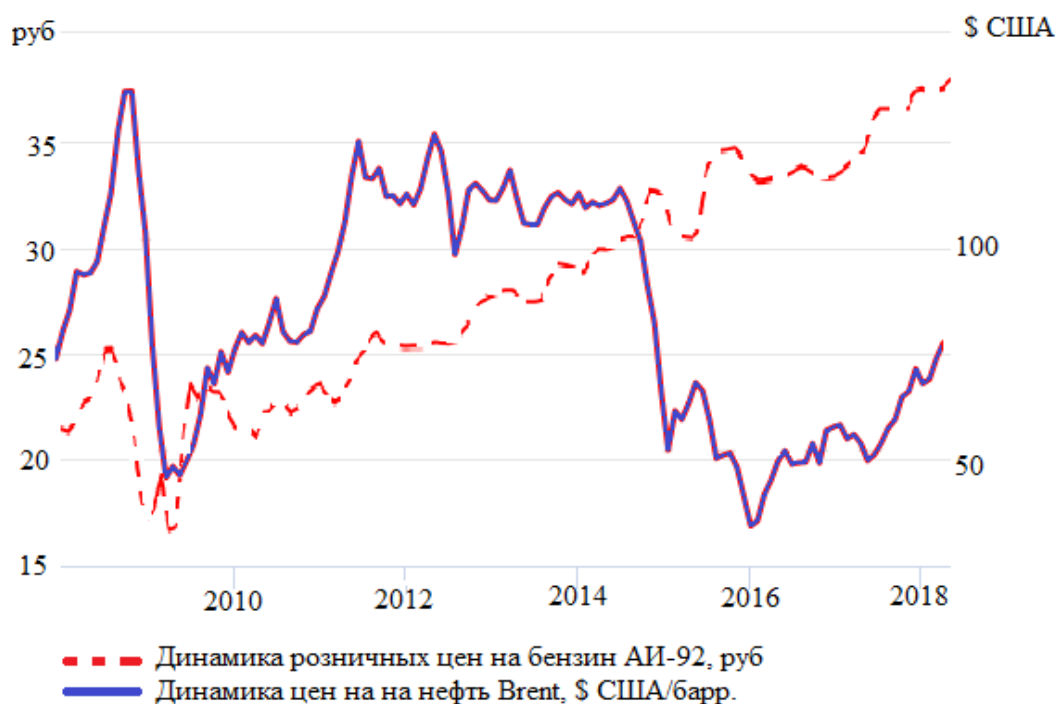


Рисунок 1.4 – Динамика цен на нефть и нефтепродукты 2008-2018 г.

Падение цен на нефть неблагоприятно отражается на результатах деятельности и финансовом положении компании. Несмотря на определенную стабилизацию цен на нефть, которая наблюдается в последнее время, снижение цен с текущих уровней может привести к уменьшению объемов рентабельной добычи нефти, осуществляемой компанией, что приведет к уменьшению объема эффективных к разработке запасов Компании и к снижению экономической эффективности программ проведения поисково-разведочных работ.

Необходимо отметить, что существует тенденция развития альтернативных источников энергии и потенциал увеличения парка электромобилей, динамика продаж которых показана на рисунке 1.5 [10]. В среднесрочной перспективе не ожидается, что они будут способны в существенной мере привести к замещению нефти и нефтепродуктов, в то время как спрос на нефть и нефтепродукты продолжит расти во многом за счет стран с развивающейся экономикой. Однако данные тенденции в долгосрочной перспективе могут повлиять на структуру спроса на энергоресурсы.

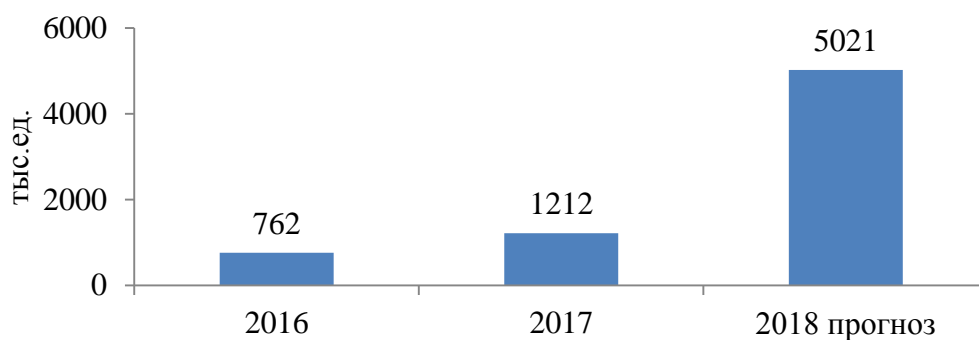


Рисунок 1.5 – Динамика продаж электромобилей в мире

Основные финансовые риски для компаний нефтегазовой отрасли связаны с колебаниями валют, инфляцией, а также конъюнктурой на финансовых рынках и стабильностью банковской системы.

Компании подвержены рискам неблагоприятного изменения валютных курсов, основным из которых является колебание рубля по отношению к доллару США, отраженное на рисунке 1.6 [11]. Это связано с тем, что значительная доля доходов компаний выражена в долларах США, тогда как большая часть расходов выражена в рублях.

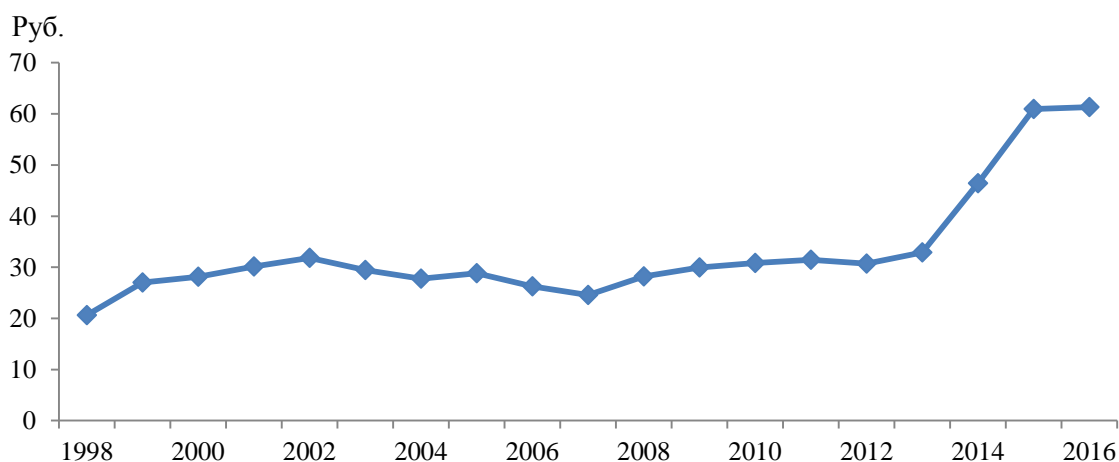


Рисунок 1.6 – Динамика курса доллара США

Негативное влияние на финансовое положение компании может оказывать уровень инфляции. Предсказать критический уровень инфляции не представляется возможным, поскольку кроме уровня потребительских цен

необходимо учитывать изменение реальной покупательной способности рубля, конъюнктуру на российском и международном рынках нефти, а также рынке материалов и услуг для нефтяной отрасли, и дальнейшую политику государства в отношении тарифов.

Возможность привлечения заемных средств по приемлемым ставкам и в необходимых объемах зависит от конъюнктуры на финансовых рынках. В частности, изменение процентных ставок может оказать влияние в части осуществления операций заимствования денежных средств и обслуживания текущего долга: в случае заимствования средств в виде банковских кредитов с «плавающей» процентной ставкой, повышение общего уровня процентных ставок на рынке приводит к увеличению суммы средств, подлежащей уплате по процентам.

При планировании своей деятельности и формировании бюджетов, важную роль играет учет текущей и прогнозной ситуации на финансовых рынках и обеспечение доступа к широкому кругу источников финансирования для обеспечения возможности привлечения денежных средств на оптимальных условиях.

Для формирования эффективной системы управления рисками важно учитывать, что уровень риска во многом определяется особенностями инвестиционных проектов в конкретной отрасли. Их количество значительно, поэтому остановимся на тех свойствах, которыми характеризуются инвестиции в нефтегазодобывающей промышленности:

- реальные инвестиции – долгосрочные вложения средств проекты, связанные с производством конкретных товаров и услуг, что отличает их от портфельных, предусматривающих вложения в ценные бумаги;

- долгосрочные – инвестиции предприятия, которые могут принести прибыль по истечении продолжительного срока времени (в нефтяной промышленности оценивают ИП в разведке и оценке запасов в течение 20-30 летнего периода, в добыче срок может достигать до 100 лет);

- дорогостоящие инвестиции – нефтяная промышленность является чрезвычайно капиталоемкой, т.к. стоимость различных объектов очень высока (стоимость скважин может достигать до 100 млн долл., разработка месторождения в целом –до нескольких миллиардов долл.);

- высоко рискованные, т.к. вероятность отклонения реальных параметров разработки месторождения от проектируемых довольно велика (до 75% вероятность неудачи).

В нефтегазовом комплексе существует другая классификация инвестиций, на примере которой можно наглядно продемонстрировать зависимость уровня риска от их типа. Эта классификация проектов, осуществляемых в форме капитальных вложений, отражена на рисунке 24 [12].

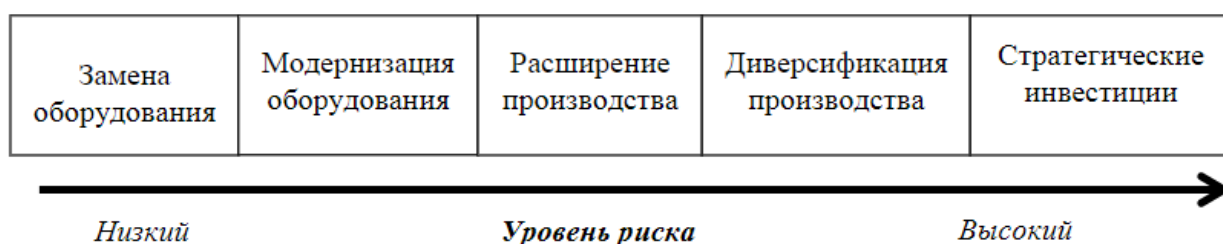


Рисунок 1.7 – Зависимость уровня риска от вида капитальных вложений

Анализируя взаимосвязь между видом инвестиций и уровнем риска, можно отметить, что меньшим уровнем риска характеризуются инвестиции, направленные на замену и модернизацию оборудования. В свою очередь наиболее рискованными являются инвестиции в диверсификацию производства и стратегические инвестиции.

Оценка эффективности долгосрочных инвестиционных проектов основана на прогнозных значениях будущих денежных потоков, которые далеко не всегда бывают абсолютно точными. Такая ситуация вызвана внешними условиями (ценовой конъюнктурой, динамикой тарифов, налогов и платежей), а также характеристиками анализируемого проекта (освоение новой технологии, новой продукции, нового рынка). Величина

погрешностей в оценке определяется размером и длительностью самого проекта, причем уровень неопределенности по отношению к будущим доходам выше, чем к инвестициям, т.к. они возникают позднее. В связи с этим в процессе принятия решения об инвестировании обязательно должно уделяться внимание учету неопределенности [13].

Под неопределенностью в отношении инвестиционных проектов следует понимать отсутствие или недостаточность информации о внутренних и внешних факторах, влияющих на величину инвестиций и текущих затрат, а также результатов.

В таблице 1.2 приведена характеристика методов анализа рисков.

Таблица 1.2 – Методы анализа рисков проекта

Метод	Характеристика метода
Вероятностный анализ	Предполагают, что построение и расчеты по модели осуществляются в соответствии с принципами теории вероятностей, тогда как в случае выборочных методов все это делается путем расчетов по выборкам. Вероятность возникновения потерь определяется на основе статистических данных предшествовавшего периода с установлением области (зоны) рисков, достаточности инвестиций, коэффициента рисков (отношение ожидаемой прибыли к объему всех инвестиций по проекту)
Экспертный анализ рисков	Метод применяется в случае отсутствия или недостаточного объема исходной информации и состоит в привлечении экспертов для оценки рисков. Отобранная группа экспертов оценивает проект и его отдельные процессы по степени рисков.
Метод аналогов	Использование базы данных осуществленных аналогичных проектов для переноса их результативности на разрабатываемый проект, такой метод используется, если внутренняя и внешняя среда проекта и его аналогов имеет достаточную сходимость по основным параметрам.
Анализ показателей предельного уровня	Определение степени устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий его реализации.
Анализ чувствительности проекта	Метод позволяет оценить, как изменяются результирующие показатели реализации проекта при различных значениях заданных переменных, необходимых для расчета
Анализ сценариев развития проекта	Метод предполагает разработку нескольких вариантов развития проекта (пессимистический, оптимистический наиболее вероятный) и их сравнительную оценку.
Метод построения деревьев решений проекта	Предполагает пошаговое разветвление процесса реализации проекта с оценкой рисков, затрат, ущерба и выгод.

Одним из наиболее популярных методов оценки риска в рамках проектов обустройства и разработки месторождений углеводородного сырья является анализ чувствительности. Риск в данном методе определяется как чувствительность проекта к варьированию ключевых показателей (изменение цен, капитальных вложений, налогов). Под итоговыми показателями реализации проекта понимаются NPV (чистый дисконтированный доход), срок окупаемости, внутренняя норма доходности [14].

Первоначально строятся диаграммы, отражающие зависимость выбранных результирующих показателей от величины исходных параметров. Затем выявляется изменение результирующего показателя под воздействием одного из факторов, в то время как остальные параметры статичны. Границы изменения параметров составляют +/- 30%. Сопоставляя между собой полученные диаграммы, можно определить «ключевые» показатели, в наибольшей степени влияющие на оценку проекта. В качестве варьируемых исходных переменных принимают:

- объем производства;
- цену за единицу продукции;
- инвестиционные затраты или их составляющие;
- операционные затраты или их составляющие;
- уровень инфляции;
- процент по займам;
- ставку дисконта и др.

Абсолютный анализ чувствительности позволяет определить численное отклонение результирующих показателей при изменении значений исходных переменных. При относительном анализе чувствительности сравнивается относительное влияние исходных переменных на результирующие показатели проекта.

Широкое распространение получил анализ определения показателей предельного уровня или анализ безубыточности. С помощью анализа безубыточности можно определить факторы, по которым проект имеет

минимальный запас прочности. Другими словами, рассчитав значения исходных данных при которых, например NPV равен 0, можно определить факторы, с наименьшим запасом прочности. Эти факторы наиболее подвержены риску т.к. при незначительном их изменении, проект становится убыточным. После определения таких факторов, обычно разрабатываются дополнительные мероприятия по недопущению их критического значения.

В проектах также могут предусматриваться также специфические механизмы стабилизации, обеспечивающие защиту интересов участников при неблагоприятном изменении условий реализации проекта (в том числе в случаях, когда цели проекта достигнуты не полностью или не достигнуты вообще) и предотвращающие возможные действия участников, ставящие под угрозу его успешную реализацию.

В одном случае может быть снижена степень самого риска:

- за счет дополнительных затрат на создание резервов и запасов,
- совершенствование технологий,
- уменьшение аварийности производства,
- материальное стимулирование повышения качества

продукции.

В другом случае риск перераспределяется между участниками:

- индексирование цен,
- предоставление гарантий,
- различные формы страхования,
- залог имущества,
- система взаимных санкций.

Как правило, применение стабилизационных механизмов требует от участников дополнительных затрат, размер которых зависит от условий реализации мероприятия, ожиданий и интересов участников, их оценок степени возможного риска. Такие затраты подлежат обязательному учету при определении эффективности проекта [15].

2 Реализация инвестиционного проекта нефтегазовой отрасли в современных экономических условиях

2.1 Анализ современных тенденций экономического развития нефтегазовой отрасли России

Углеводороды на сегодняшний день играют ключевую роль в мировой экономике, обеспечивая около 90 % первичного потребления энергии. В 2016 г. уверенный рост мирового спроса на нефть позволил снизить избыток предложения на рынке даже в условиях быстрого роста добычи на Ближнем Востоке. По данным рисунка 2.1, мировой рынок нефти стал постепенно приближаться к балансу: если его среднегодовой избыток предложения в 2015 г. составлял 1,69 млн барр./сут., то в 2016 г. он снизился до 0,53 млн барр./сут.

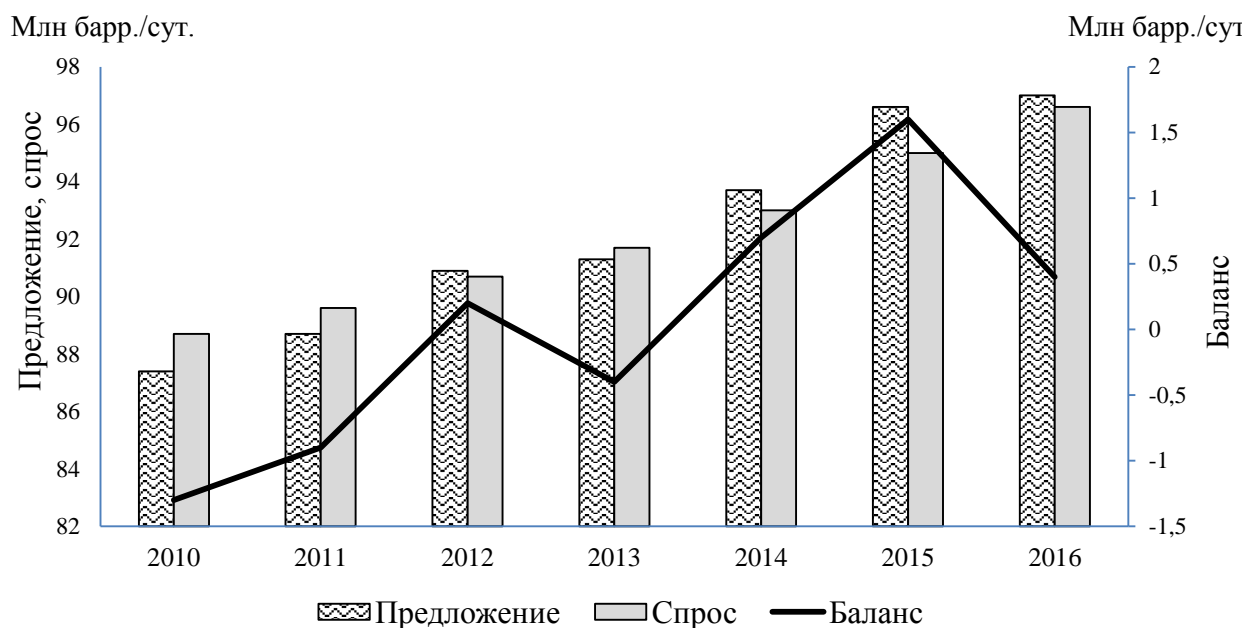


Рисунок 2.1 – Баланс спроса и предложения нефти 2010-2016 гг.

Во многом значительное сокращение дисбаланса произошло благодаря глобальному спросу – с началом эпохи низких цен он ежегодно растет и в 2016г. составил 96,6 млн барр./сут. Основную роль в росте спроса сыграли развивающиеся страны, однако заметное влияние оказал и рост потребления

в Европе. МЭА ожидает, что в 2017 г. спрос на нефть вырастет еще на 1,4 млн барр./сут., а затем продолжит расти в среднем на 1,2 млн барр./сут. ежегодно и в 2020–2021 гг. достигнет уровня 100 млн барр./сут.

По данным British Petroleum всего в мире в 2016 г. было добыто 4382,4 млн т нефти и газового конденсата. Добыча в России составила 548 млн т (12,5% от мировой добычи). Структура добычи нефти в 2016 г. по странам показана на рисунке 2.2. Таким образом, Россия занимает второе место в рейтинге стран по добыче нефти и газового конденсата, уступая Саудовской Аравии, добыча в которой составила 585,7 млн т (13,4%) [17].

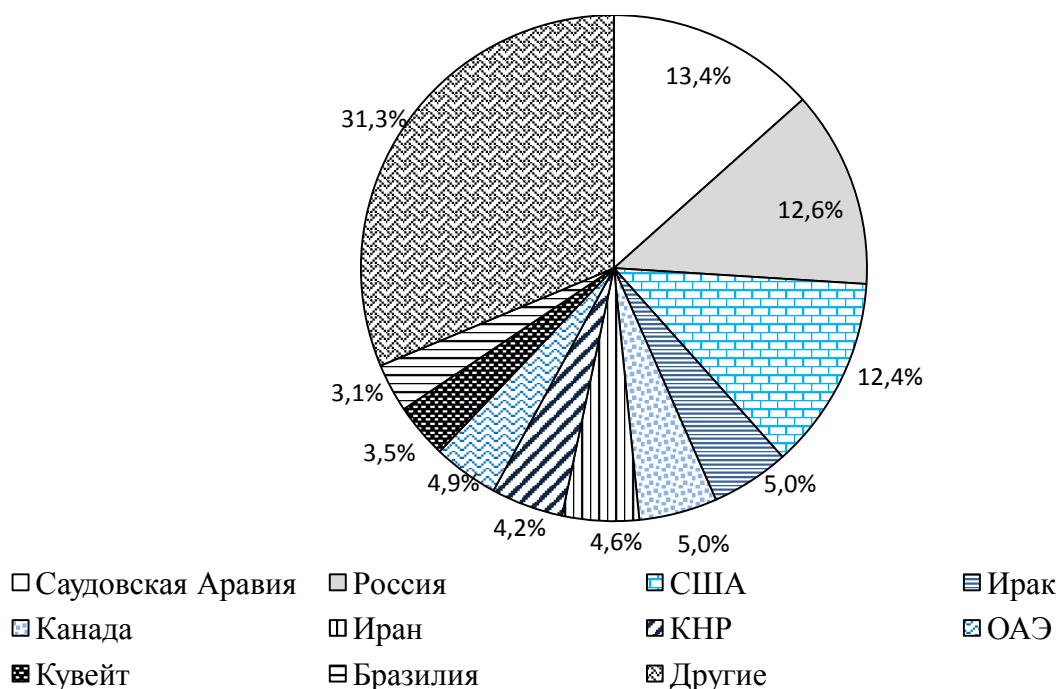


Рисунок 2.2 – Структура добычи нефти в 2016 г. по странам

Как показано на рисунке 2.3, добытые в России 548 млн т нефти и газового конденсата в 2016 г. превысили показатель предыдущего года на 13,3 млн т, достигнув нового рекорда [18]. Устойчивой тенденцией изменения структуры добычи нефти в России является увеличение доли добычи газового конденсата, что связано с активным вовлечением в разработку высококонденсатного газа Западной Сибири. Отчасти в связи с эти рекордсменом по приросту добычи нефти в стране является Ямало-Ненецкий

округ, где происходит рост добычи как нефти, так и газового конденсата.

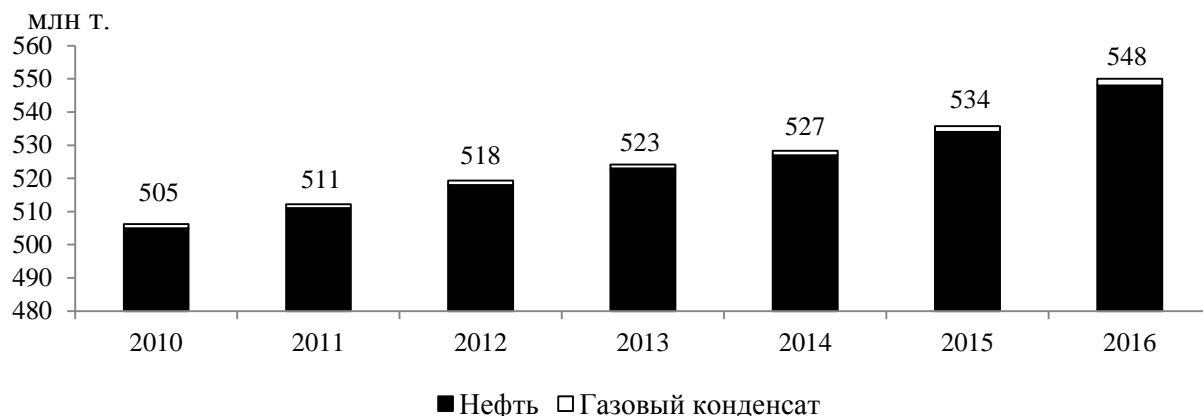


Рисунок 2.3 - Добыча нефти в России в 2010-2016 гг.

На рисунке 2.4 проиллюстрированы прирост и темп прироста добычи нефти и газового конденсата в России. Темп роста добычи оказался значительно выше среднего показателя за предыдущее десятилетие (+2,5% в 2016 г. к 2015 г.) из-за появления «новой волны» поддерживаемых налоговыми льготами гринфилдов [19].

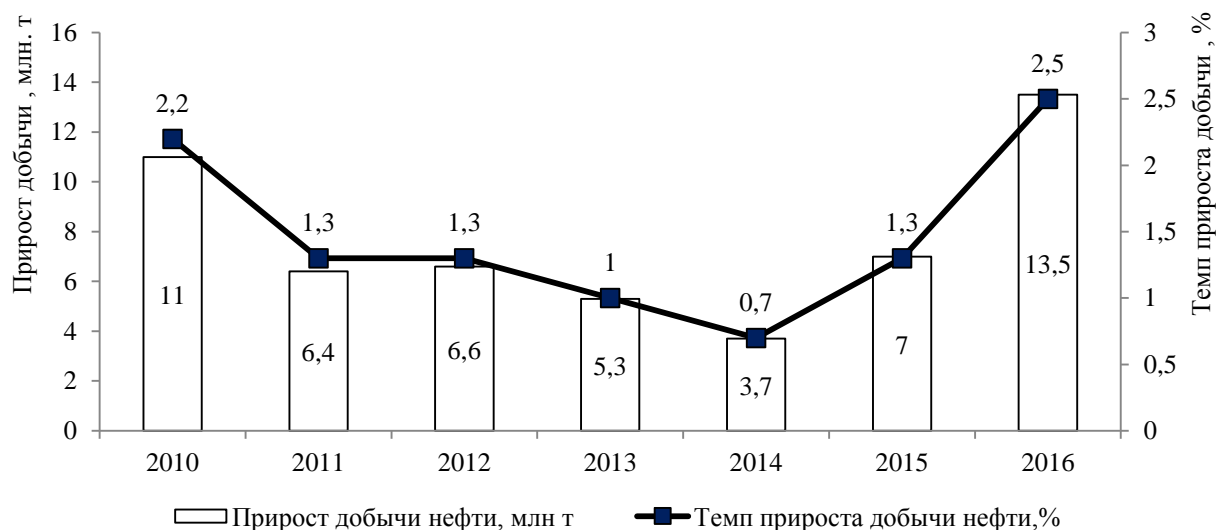


Рисунок 2.4- Прирост и темп прироста добычи нефти и газового конденсата в России

По доказанным запасам нефти Россия находится на шестом месте в мире

с запасами 109,5 млрд баррелей. Первое место по запасам занимает Венесуэла, однако нефть в этой стране характеризуется повышенной вязкостью и содержанием парафинов, поэтому не имеет большого спроса на мировом рынке. Второе место по объему доказанных запасов у Саудовской Аравии. Общий мировой объем доказанных запасов нефти в 2016 г. составил 1706,7 млрд баррелей, что на 9 млрд больше, чем в 2015 г.

Таблица 2.1 – Ведущие страны по объему доказанных запасов нефти в 2016 г.

Единицы в миллиардах баррелей

Страна	2016	2015
Венесуэла	309,9	300,9
Саудовская Аравия	266,5	266,6
Канада	171,5	172,2
Иран	158,4	157,8
Ирак	153,0	143,1
Россия	109,5	102,4
Кувейт	101,5	101,5
ОАЭ	97,8	97,8
Ливия	48,4	48,4
США	48,0	55,0
Мировой запас	1706,7	1697,6

В России лидером по доказанным запасам нефти является ПАО «Роснефть», доказанные запасы которого в 2016 г. составили 4654,5 млн тонн. ПАО «Татнефть» входит в пятерку крупнейших нефтедобывающих компаний России. Как показано на рисунке 2.5, по объемам доказанных запасов Татнефть занимает четвертое место [20].

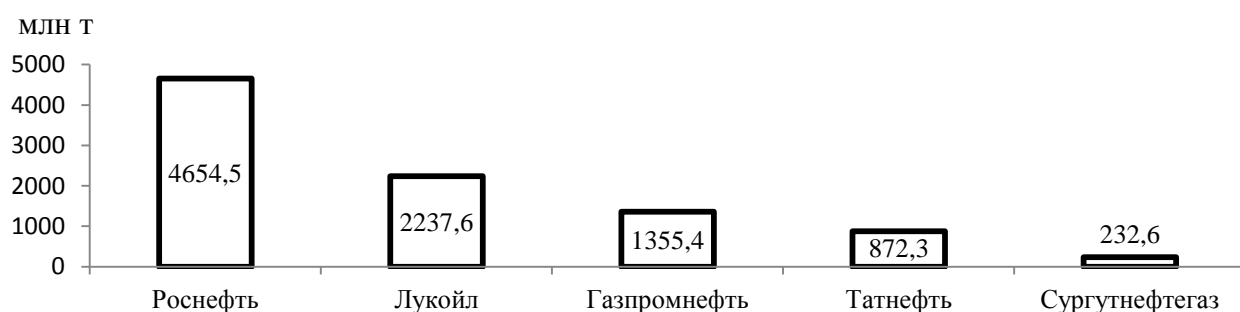


Рисунок 2.5 - Объем доказанных запасов нефти в 2016 г.

Как показано на рисунке 2.6, по объему бурения в тройку лидеров входят

Роснефть, Газпромнефть и Лукойл, объем бурения которых превышает 2500 тыс.м. На четвертой позиции находится Татнефть с объемом бурения 757,3 тыс. м [21-28].

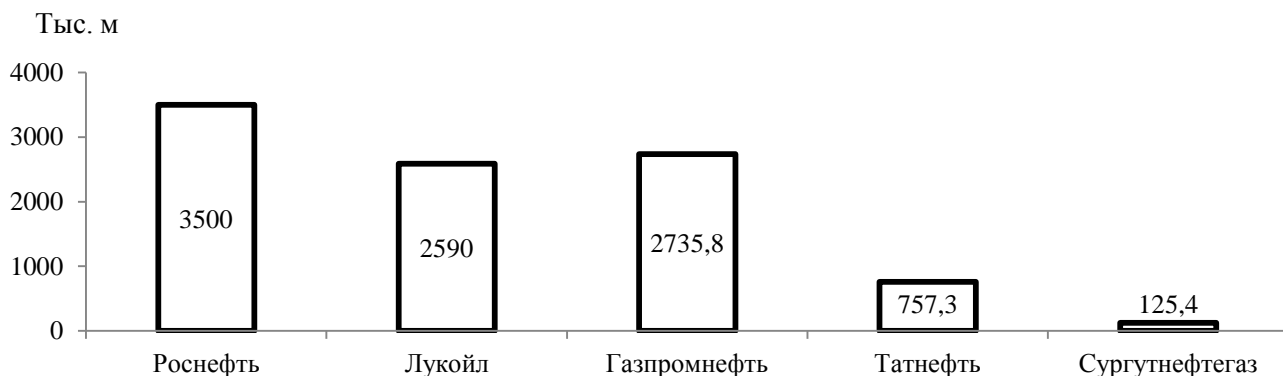


Рисунок 2.6 - Объем бурения в 2016 г.

По объему добычи лидирует ПАО «Роснефть» с показателем 189,7 млн т за 2016 г, в то время как объем добычи Татнефти составил 28,7 млн т [21-28].

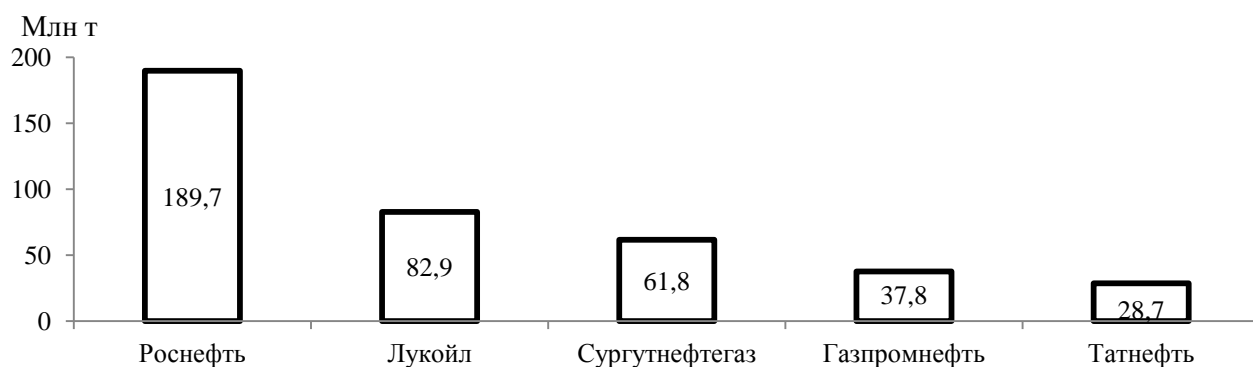


Рисунок 2.7 - Добыча нефти крупнейшими российскими компаниями в 2016 г.

Несмотря на относительно небольшие объемы добычи по сравнению с крупнейшими нефтяными компаниями, такие предприятия как «Газпромнефть» и «Татнефть» за рассмотренный период имеют значительный прирост в сравнении с крупнейшими ВИНК. ПАО «Газпром нефть»

увеличило свой годовой объем добычи на 10%, «Татнефть» на 5,5% [29].

Положение компаний в отрасли отображено на рисунке 2.8. Кроме того, на данном рисунке отражена капитализация компаний в млрд долл. США (размер круга). Самой дорогой из компаний, занимающихся добычей нефти, является Роснефть. Её капитализация по данным 2016 г. составляет 69,9 млрд долларов США. В этом рейтинге Лукойл, чья стоимость в 2016 г. составила 27,5 млрд долларов, занимает второе место. Наиболее сильные игроки на рынке после Лукойла – Газпромнефть и Сургутнефтегаз. ПАО «Татнефть» является пятой нефтегазовой компанией по капитализации (15,1 млрд долл. США) [30].

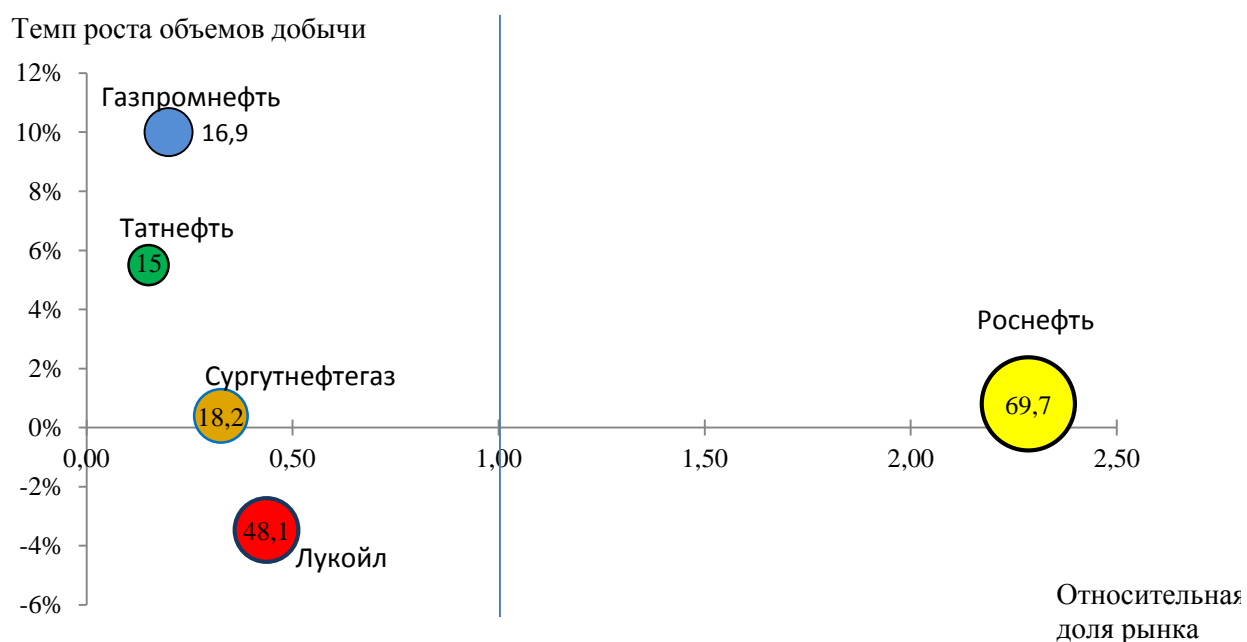


Рисунок 2.8 – Место компании в отрасли

Опираясь на данные рисунка 2.9, проанализируем финансовые показатели компаний.

Динамика выручки среди большинства рассматриваемых нефтяных предприятий стабильна и имеет тенденцию к росту. Исключением является компания «Газпром нефть», выручка которой в 2016 г. сократилась на 3%

по сравнению в 2015 г. У ПАО «НК «Роснефть»» было сокращение выручки в 2015 г. на 10%, однако в 2016 г. выручка увеличилась на 2,5% [21-28].

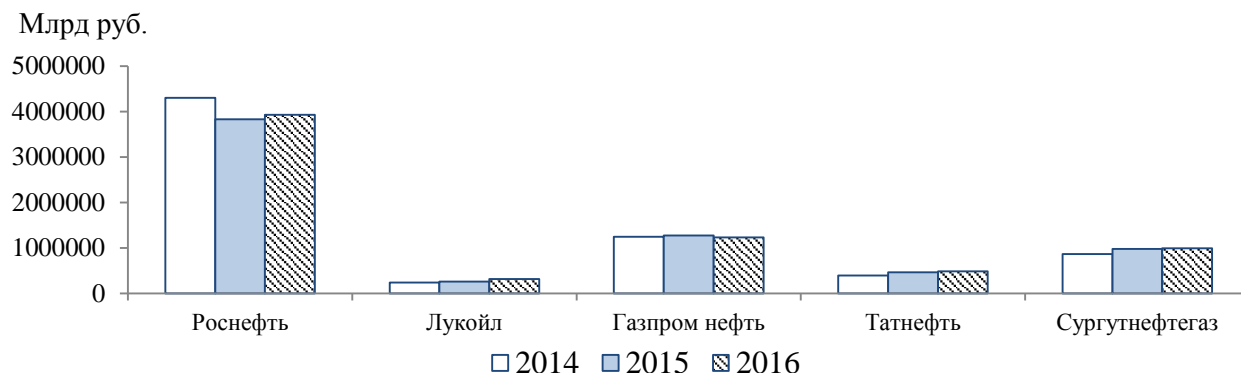


Рисунок 2.9 – Выручка крупнейших российских нефтегазовых компаний в 2014-2016 гг.

На рисунке 2.10 показано, что в период с 2014 г. по 2014 г. чистая прибыль в «Газпром нефти» и «Татнефти» увеличивалась. Однако, на протяжении рассматриваемого периода наблюдается снижение чистой прибыли у «Роснефти», «Лукойла». По итогам 2016 г. ПАО «Сургутнефтегаз» показало убыток.

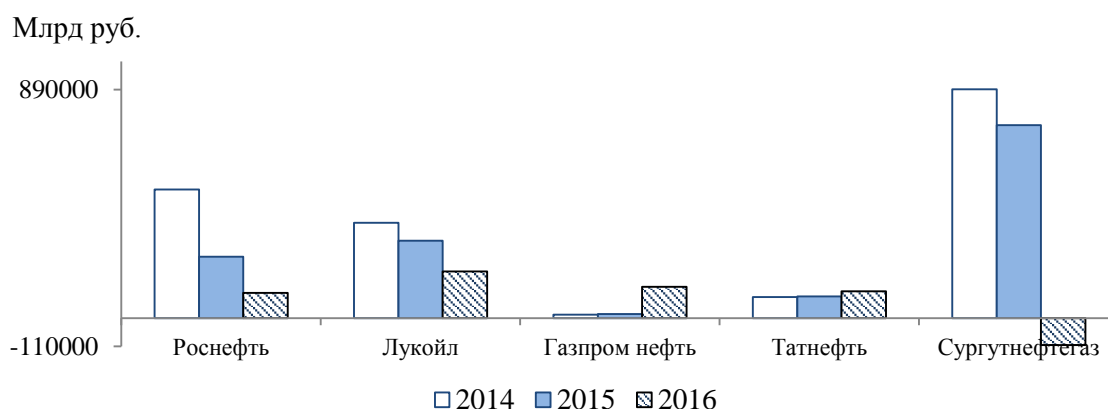


Рисунок 2.10 – Динамика чистой прибыли крупнейших российских нефтегазовых компаний в 2014-2016 гг.

Снижение показателя чистой прибыли у крупнейших компаний связано с ростом себестоимости продаж, динамика которых показана на рисунке 2.11.

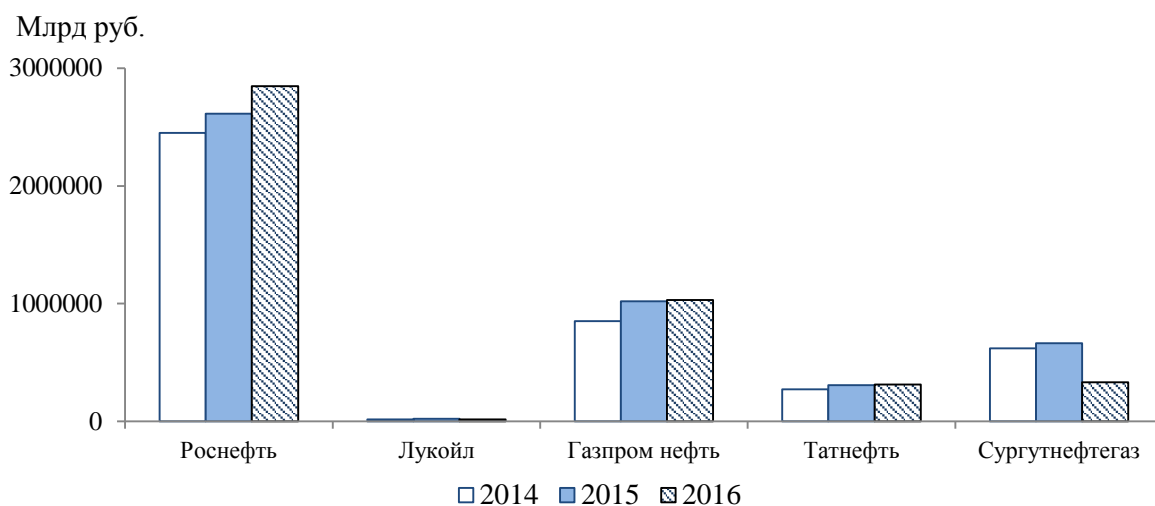


Рисунок 2.11 – Себестоимость продаж крупнейших российских нефтегазовых компаний в 2014-2016 гг.

Себестоимость продаж в большинстве компаний стабильно растет. Исключением являются «Сургутнефтегаз» и «Лукойл», себестоимость продаж которых в 2016 г. сократилась.

Чтобы сравнить эффективность деятельности компаний необходимо рассчитать относительный показатель результатов их деятельности – уровень рентабельности. На рисунке 2.12 показан уровень рентабельности продаж крупнейших нефтегазовых компаний в России.

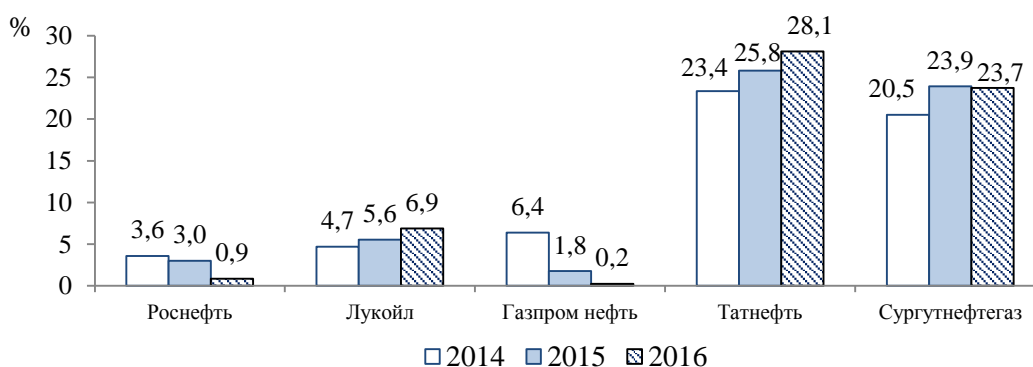


Рисунок 2.12 – Рентабельность продаж крупнейших российских нефтегазовых компаний в 2014-2016 гг.

По показателю рентабельности продаж наиболее эффективной в рассмотренном периоде оказалась деятельность компании «Татнефть»,

показатели которой на протяжении всего периода были самыми высокими в отрасли и в 2016г. увеличились по сравнению с 2014 г. на 4,7%. У «Роснефти» и «Газпром нефти» рентабельность продаж стабильно снижается.

Результаты деятельности нефтегазовой промышленности оказывают значительное влияние на экономику России. В 2016 г. нефтегазовые доходы в бюджет России составили 4,8 трлн руб., что составляет 36% от всей доходной части Федерального бюджета РФ [31]. Изменение доли нефтегазовых доходов в структуре Федерального бюджета России показано на рисунке 2.13.

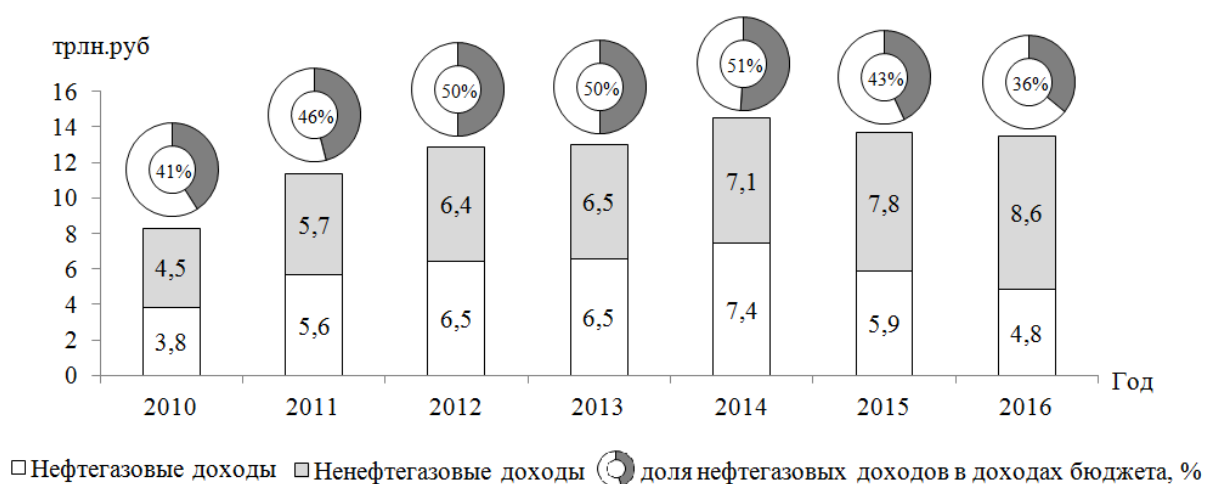


Рисунок 2.13 – Структура Федерального бюджета РФ 2006-2017 гг.

Доля нефтегазовой отрасли в доходах консолидированного бюджета в 2016 гг. заметно снизилась (с 51% в 2014 г. до 36% в 2016 г.). В основном такое сокращение связано с падением цен на углеводородное сырье. Поскольку львиная доля увеличения доходов в результате роста нефтяных котировок достается государству, то от снижения цен на нефть бюджет страдает больше, чем отрасль, а финансовые показатели компаний изменяются менее значительно [32]. Рисунок 2.14 иллюстрирует изменение цены нефти марки Brent в период с 2000 по 2016 гг.



Рисунок 2.14 - Динамика изменения цены нефти марки Brent 2000-2016 гг.

В 2016 г. средняя цена нефти марки «Brent» изменялась от 26 до 55 долл./барр., опустившись до минимума в 25,98 долл./барр. в конце января и поднявшись до максимального значения в 55,41 долл./барр. в конце декабря. По сравнению с 2015 г. она снизилась в среднем на 16,5%, что стало минимумом за 12 лет. Такое снижение цены стало возможным в результате превышения предложения нефти над спросом. В 2016 г. цена на составила в среднем 41,7 долл./барр., нефтяные доходы бюджета снизились на 1,1 трлн руб., в то время как EBITDA большинства нефтегазовых компаний наоборот увеличилась [33].

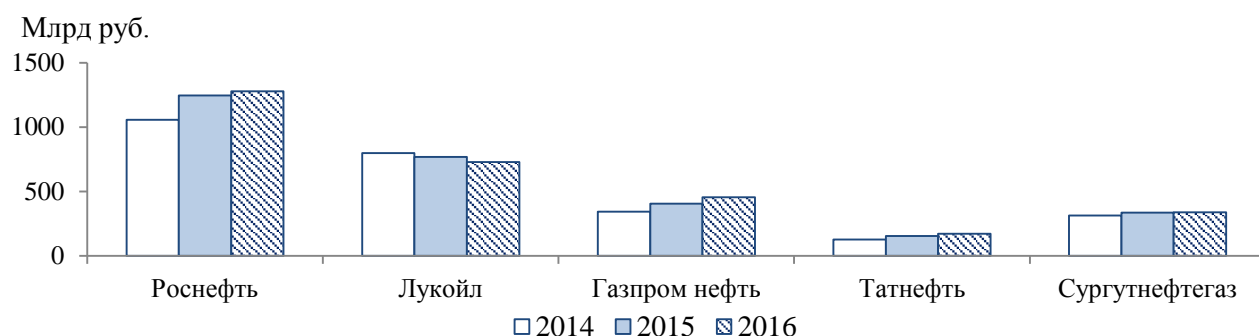


Рисунок 2.15 - Динамика показателя EBITDA крупнейших российских нефтегазовых компаний 2000-2016 гг.

Влияние низких цен на нефть на инвестиции и объемы производства значительно варьируется в зависимости от регионов. В целом, инвестиции в регионах, характеризующиеся крупными долгосрочными проектами, как

правило, менее чувствительны к крупным и внезапным колебаниям цен, тогда как регионы с краткосрочными проектами и менее капиталоемкими нефтегазовыми месторождениями были более чувствительны [34].

Подобно мировым лидерам, российские нефтегазовые компании ежегодно тратят миллиарды долларов на крупные инвестиционные проекты. Так, «Газпром» в 2015 году увеличил свои расходы на инновации на 4,43 млрд руб. А в 2017 году планирует увеличить инвестиции в исследовательские разработки еще на 3,39 млрд руб. Компания «Роснефть» в 2015 году потратила на НИОКР 12,52 млрд руб., что на 1,03 млрд руб. больше по отношению к 2014 году. В 2017 году данная компания планирует потратить 14,36 млрд руб., что почти на 2 млрд руб. больше показателя 2015 года. Доля расходов на НИОКР в выручке ПАО «НК «Роснефть» наибольшая среди других нефтегазовых компаний России. Это показано на рисунке 2.18. Тенденцию к увеличению доли расходов на НИОКР имеют такие компании как Татнефть и Сургутнефтегаз.

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. Вместе с тем многие инвестиционные проекты очень рискованны и могут привести к значительному перерасходу средств, срыву сроков и закончиться неудачей. В этих условиях большое внимание уделяется максимальному использованию потенциала экономии средств за счет повышения эффективности — причем необходимость в этом растет по мере увеличения масштаба проектов [35].

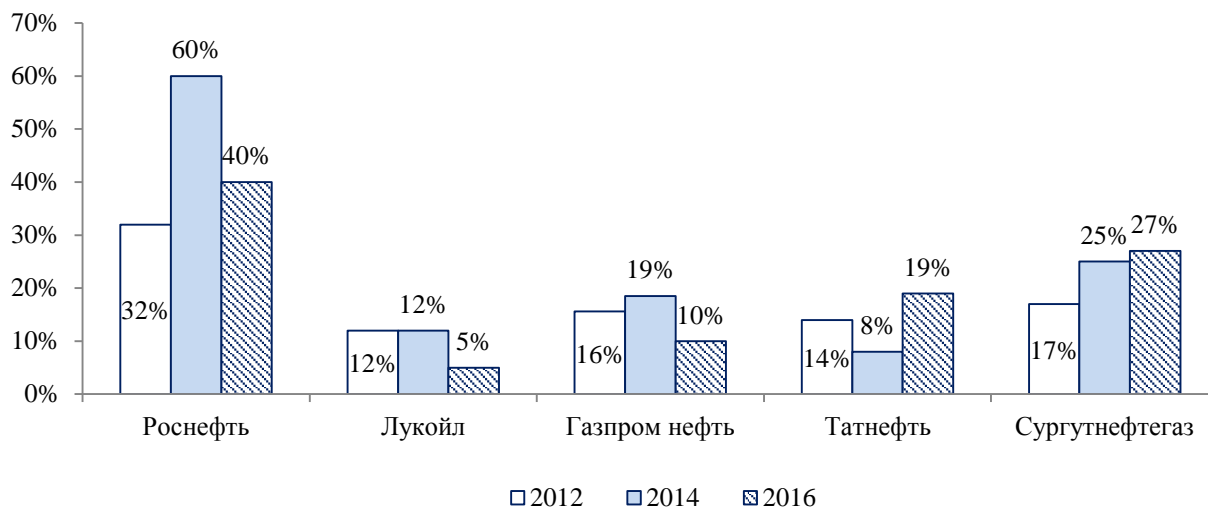


Рисунок 2.18 - Доля расходов на НИОКР в выручке крупнейших нефтегазовых компаний России

Для того чтобы обеспечить высокую отдачу от инвестиций и эффективно привлекать инвесторов, создавая привлекательность отрасли в стране в целом, необходимо на основе технологических систем выстраивать рыночные взаимодействия посредством проведения институциональных реформ и преобразований. Данный вопрос особо остро касается и российской нефтяной промышленности. В условиях определенного противоречия между колоссальным ресурсным потенциалом страны и нарастающей сложностью его состава возникает необходимость новых подходов к управлению и государственному регулированию процессов недропользования и функционирования нефтяной отрасли, что, в первую очередь, подразумевает шлифовку принципов и подходов, стимулирующих инвестиционную привлекательность сектора. России необходима новая модель инвестиционного развития.

Согласно Энергетической стратегии России, одна из трех стратегических целей деятельности нефтяной отрасли – это сохранение достаточных запасов нефти и газа на будущее. Для того чтобы обеспечить достижение данной цели, необходимо эффективнее добывать нефть (то есть повышать коэффициент

извлечения нефти – КИН), увеличивать геологоразведочные работы (далее – ГР), вовлекать в освоение «новые» виды углеводородов, так называемые трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗы). Все эти направления требуют масштабных инвестиционных вливаний в разведку и добычу.

Россия имеет один из самых низких КИН в мире: на некоторых месторождениях он опускается до отметки 18%, в то время как в других странах средний КИН достигает 60%. В основном, проблема возникает из-за высокой обводненности (до 98% по многим месторождениям) и низкой степени применения методов интенсификации нефтедобычи (МУН), разработка которых возможна только при постоянном привлечении инвестиций [37].

Таким образом, в настоящее время характер деятельности нефтедобывающих предприятий в России многом определяется экономической ситуацией, которая является неустойчивой и подверженной резким изменениям. Многочисленные технологические, экономические и политические факторы оказывают влияние на деятельность компаний, основными из которых являются: динамика валютного курса, спрос и предложение, рыночные ожидания, геополитика.

2.2 Анализ инвестиционно-инновационной деятельности ПАО «Татнефть»

«Татнефть» – одна из крупнейших российских нефтяных компаний, международно-признанный вертикально-интегрированный холдинг. По показателям добычи нефти и объемов доказанных нефтяных запасов она является одной из крупнейших вертикально интегрированных нефтяных компаний России. Компания является публичным акционерным обществом, образованным в соответствии с законодательством Российской Федерации, с головным офисом, расположенным в городе Альметьевске, Республика Татарстан [27].

География деятельности компании представлена на рисунке 2.19. Добыча нефти и газа, нефтеперерабатывающее производство и другие виды деятельности Группы в основном сосредоточены в Республике Татарстан, расположенной в Российской Федерации между рекой Волга и Уральским горным хребтом, приблизительно в 750 км к юго-востоку от Москвы.

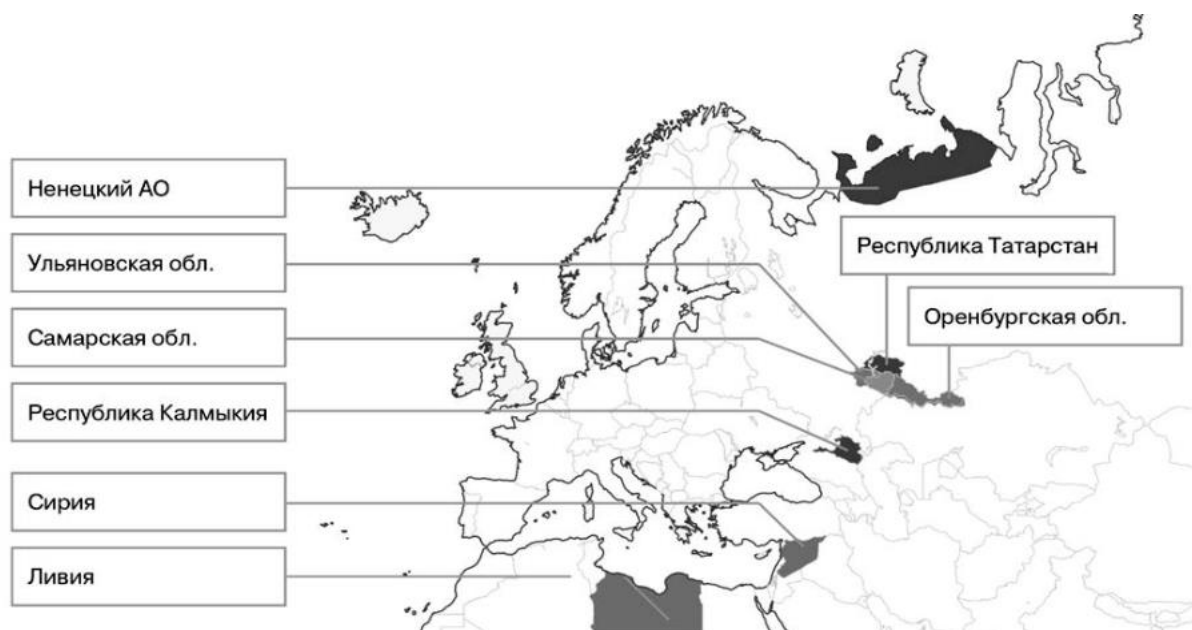


Рисунок 2.19 - География деятельности ПАО «Татнефть»

Деятельность Группы можно разделить на следующие основные сегменты:

- разведка и добыча нефти;
- переработка и реализация нефти и нефтепродуктов;
- нефтехимия;
- предприятия по реализации нефти, газа, нефтегазопродуктов и нефтехимии;
- блок сервисных услуг.

Выделение сегментов обусловлено тем, по каким направлениям руководство Группы оценивает показатели эффективности и принимает инвестиционные и стратегические решения.

Компания реализует прогрессивную дивидендную политику, направляя на выплату дивидендов не менее 30% от чистой прибыли по РСБУ. По итогам 2016 года Совет директоров рекомендует годовому общему собранию акционеров определить размер дивидендов по обыкновенным и привилегированным акциям общества в размере 22,81 рубля на акцию (2281% от их номинальной стоимости), что в совокупности составляет 50,62% чистой прибыли по РСБУ или около 50% чистой прибыли по МСФО.

Капитализация компании в 2016 г. увеличилась на 35% и составила 964,965 млрд руб [38].

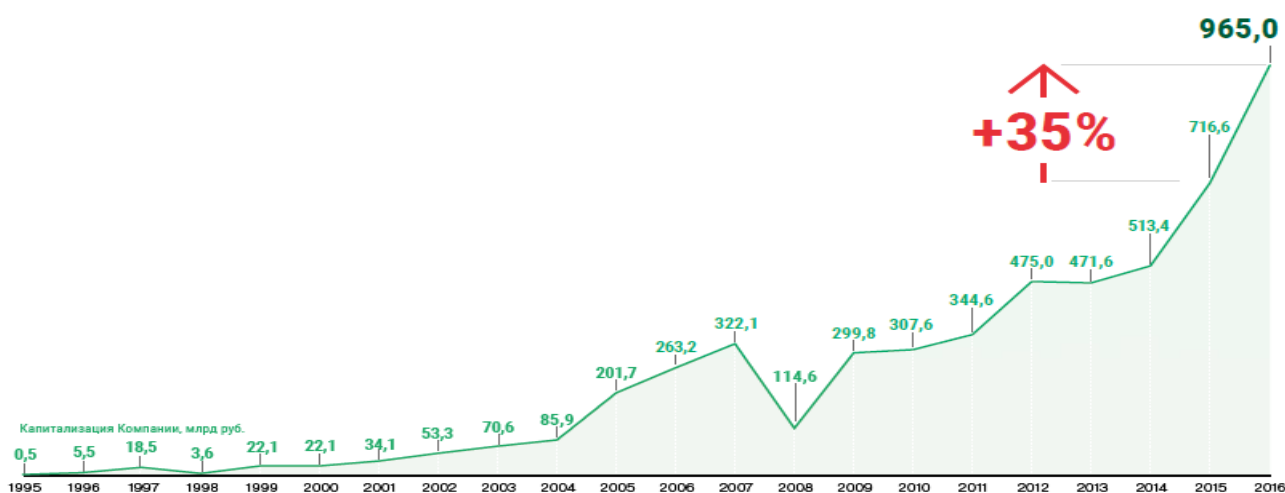


Рисунок 2.20 – Капитализация ПАО «Татнефть» 1995-2016 гг.

По уровню обеспеченности углеводородными запасами Компания занимает одно из лидирующих положений не только в России, но и в мире. Доказанные запасы Компании позволяют сохранять текущий объем добычи более 30 лет, а с учетом вероятных запасов – 43 года. По результатам аудита «Miller and Lents» в соответствии со стандартами SPE-PRMS на 31 декабря 2016 года объем доказанных запасов нефти Компании составил 872,348 млн тонн нефти (таблица 2.2). Большая часть запасов относится к традиционным и исторически расположена на территории Татарстана, где сосредоточены основные объемы добычи компании.

Таблица 2.2 – Основные технико-экономические показатели ПАО «Татнефть»

Показатель	2014	2015	2016
Объем доказанных запасов нефти, млн т	851,5	869,8	872,3
Добыча нефти ПАО «Татнефть», млн т	26,2	26,9	28,7
Среднесуточная добыча нефти, т/сут	71843	73373	558,3
Средний дебит нефти действующих добывающих скважин, т/сут	3,8	3,9	4,1

Общая добыча по Группе в 2016 году выросла на 5,3% к уровню прошлого года и составила 28,7 млн тонн нефти. Более 40% от общего объема обеспечено за счет третичных и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи. По приросту добычи по итогам 2016 года Компания занимает третье место среди российских ВИНК. Основная доля текущей добычи нефти приходится на 2 уникальных и 5 крупных месторождений: Ромашкинское, Бавлинское, Сабанчинское, Ново-Елховское, Первомайское, Бондюжское, Архангельское (рисунок 2.21).



Рисунок 2.21 - Добыча нефти на крупнейших месторождениях на территории республики Татарстан в 2016 году

Рост добычи обеспечивается преимущественно за счет постоянного совершенствования технологий нефтеизвлечения и повышения нефтеотдачи пластов. Доля нефти, добытой Компанией за счет третичных

и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи (МУН), составляет более 40% от общего объема добычи.

При поиске и разработке месторождений наряду с традиционными способами применяются новые технологии, повышающие результативность и рентабельность всех процессов нефтегазодобычи.

В 2016 году определяющую роль в добыче нефти сыграло применение третичных МУН (методов увеличения нефтеотдачи) пластов, за счет которых объем дополнительной добычи составил 7,7 млн тонн нефти (113,1% к факту 2015г), что соответствует более 27% от общей добычи.

Значимым результатом успешной реализации мероприятий по оптимизации затрат в 2016г. стало снижение расходов на добычу барреля нефти на 4,2% (с 269,9 руб/барр в 2015 г. до 258,6 руб/барр в 2016 г.).

В течение 2016 г. в эксплуатацию введено 515 новых добывающих скважин. Средний дебит новых скважин в 2016 г. составил 9,1 т/сут., среднесуточный дебит действующих добывающих скважин – 4,1 т/сут., что на 2 т/сут (+5%) больше, чем в 2015 г. Средний коэффициент извлечения нефти (КИН) > 0,43.

На рисунке 2.22 показана динамика финансовых показателей компании. Выручка компании в 2016 г. выросла на 23214242 тыс.руб. и достигла 486176316 тыс.руб. Увеличение выручки в 2016 году по сравнению с 2015 годом произошло в связи с увеличением объема добычи, а также ростом доли реализации светлых нефтепродуктов в структуре продаж.

Себестоимость продаж росла с меньшими темпами, увеличившись на 5943428 тыс. руб и составив 312524760 тыс. руб. Соответственно в 2016 г. ПАО «Татнефть» получено 104824049 тыс.руб. увеличилась чистой прибыли, что на 23% больше объема чистой прибыли в 2015 г [39]. Основным фактором увеличения прибыли явился рост выручки от реализации в отчетном периоде.

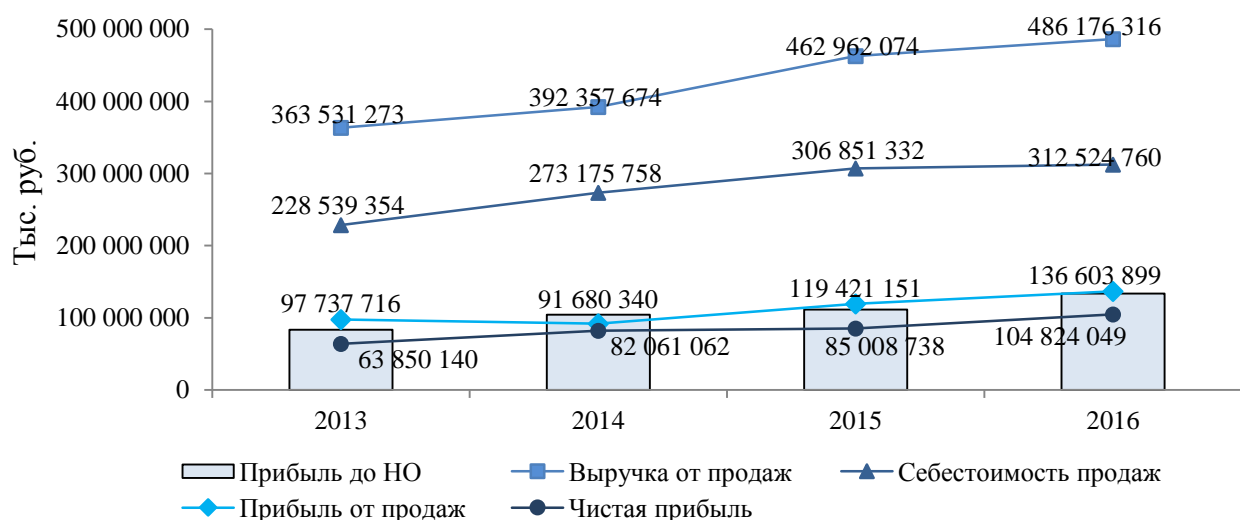


Рисунок 2.22 – Динамика финансовых показателей ПАО «Татнефть»

Относительные показатели финансовой устойчивости характеризуют степень зависимости предприятия от внешних источников финансирования. Финансовая устойчивость предприятия характеризуется состоянием собственных и заемных средств и оценивается с использованием системы финансовых коэффициентов. Расчет данных коэффициенты для ПАО «Татнефть» приведен в приложении Г. Рассчитанные коэффициенты представлены на рисунке 2.23.

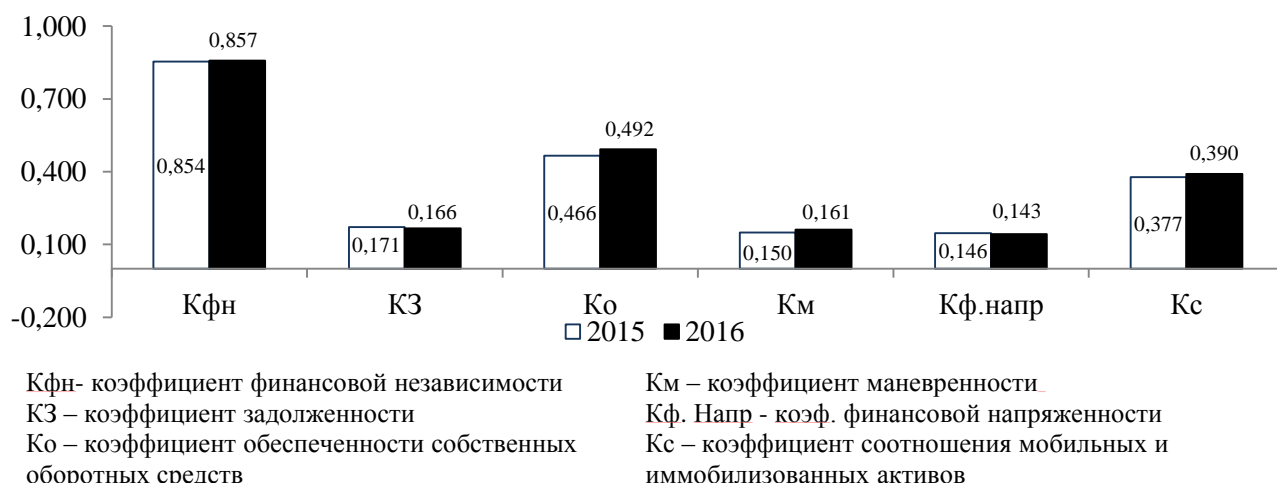


Рисунок 2.23 – Коэффициенты финансовой устойчивости ПАО «Татнефть» 2015-2016 гг.

Коэффициент независимости ПАО «Татнефть» в 2015 г. составил 0,8537, а в 2016 г. увеличился еще на 0,0037, что говорит о независимости предприятия от заемных средств и росте её финансовой устойчивости.

Коэффициент самофинансирования показывает возможность покрытия собственным капиталом заемные средства. Его нормативное значение превышает единицу. Коэффициент самофинансирования ПАО «Татнефть» в 2016 г составил 6, тогда как в 2015 г. он был равен 5,8 (+0,2).

Коэффициент маневренности за рассматриваемый период увеличился с 0,15 до 0,16, следовательно у компании достаточно собственных финансовых ресурсов для финансирования внеоборотных и части оборотных активов.

Коэффициент финансовой напряженности у ПАО «Татнефть» с 2016 г. снизился по сравнению в 2015 и составил 0,1426. Таким образом, снизилась и зависимость от внешних источников финансирования.

Таким образом, ПАО «Татнефть» можно охарактеризовать как финансово устойчивую компанию.

Ликвидность баланса организации отражает её способность своевременно рассчитываться по долговым обязательствам. Коэффициенты ликвидности ПАО «Татнефть» показаны на рисунке 2.24.

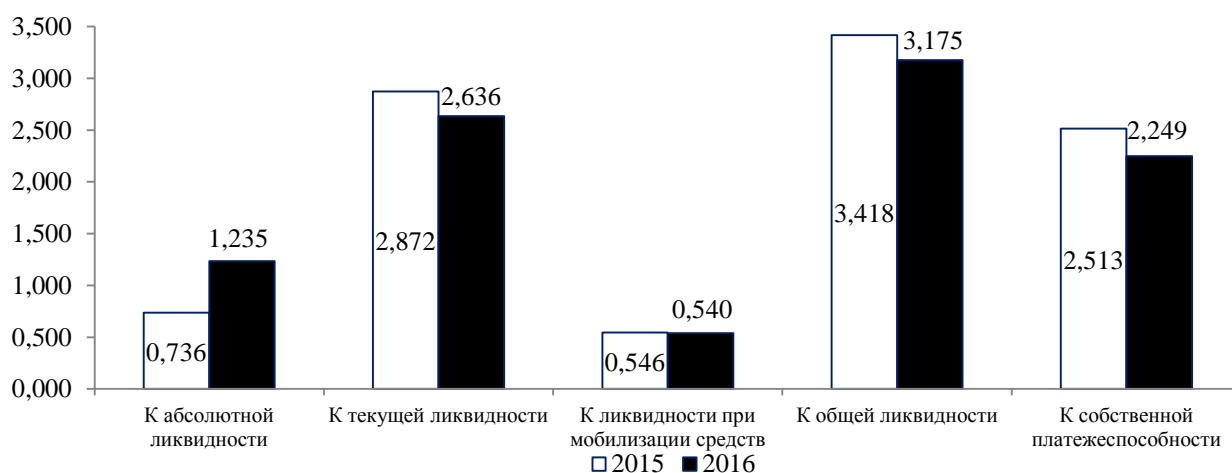


Рисунок 2.24 – Коэффициенты ликвидности ПАО «Татнефть» 2015-2016 гг.

Коэффициент абсолютной ликвидности в 2016 г. увеличился на 0,499, что может быть результатом неоправданно высоких объемов свободных денежных средств, которые можно было бы использовать для развития бизнеса.

Коэффициент текущей ликвидности считается оптимальным в интервале от 1,5 до 2,5. Превышение нормативного уровня в 2015 г. говорит о недостаточно активном использовании оборотных активов. Однако, в 2016 г. коэффициент текущей ликвидности снизился до 2,6, приблизившись к нормативу.

Коэффициент ликвидности при мобилизации средств ПАО «Татнефть» составляет 0,54 и соответствует нормативному (0,5-0,7).

Рентабельность более полно, чем прибыль, характеризует окончательные результаты хозяйствования, потому что ее величина показывает соотношение эффекта с наличными или используемыми ресурсами. Рентабельность применяют для оценки деятельности организации и как инструмент в инвестиционной политике и ценообразовании.

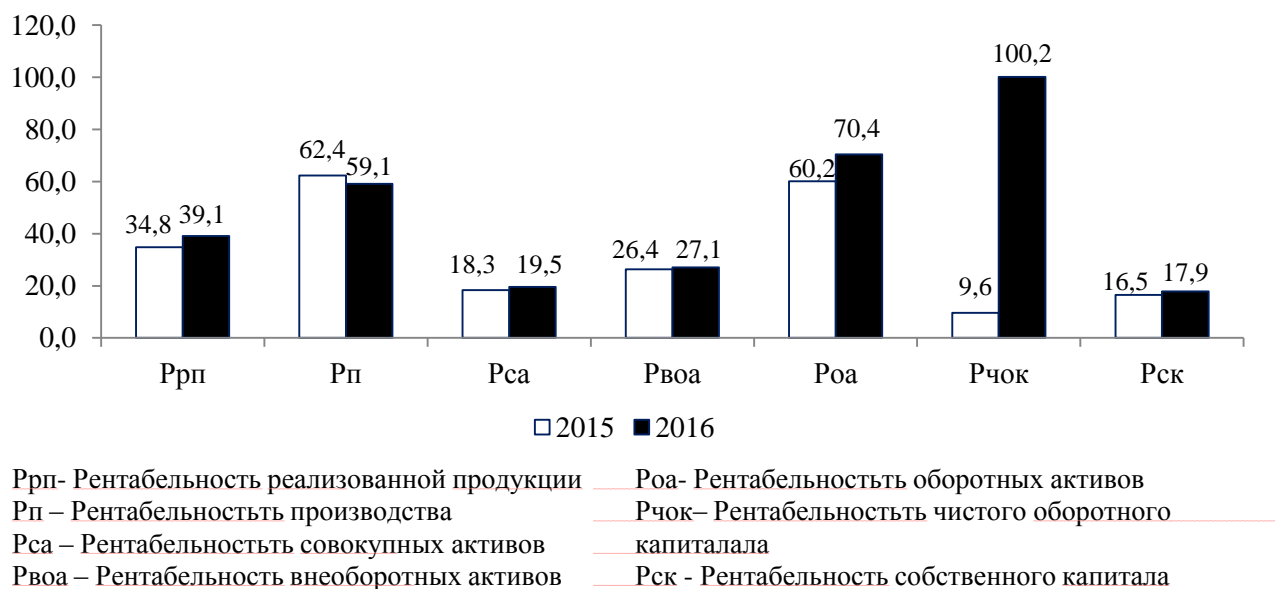


Рисунок 2.25 – Коэффициенты рентабельности ПАО «Татнефть» 2015-2016 гг.

За счет того, что темпы роста выручки в 2016 г. опережали темпы роста затрат, рентабельность реализованной продукции увеличилась на 4,32%

и составила 39,08%. Уменьшение рентабельности производства в 2016 г. может быть следствием повышения себестоимости продукции или ухудшения

В 2016 г. рентабельность чистого оборотного капитала ПАО «Татнефть» значительно выросла и составила 100,16%. Чем выше значение этого коэффициента, тем полнее используются оборотные средства.

В целом, все показатели рентабельности (кроме рентабельности производства) за рассматриваемый период увеличились, что говорит об успешной и эффективной деятельности предприятия.

Таким образом, накопленный потенциал финансовой устойчивости позволяет компании обеспечивать инвестирование всех ключевых бизнес-проектов за счет собственных, а также за счет заемных средств.

Инвестиционная деятельность Компании осуществляется в соответствии со стратегией развития Группы компаний Татнефть до 2025 г. [40] Инвестиционная программа направлена на:

- повышение эффективности добычи нефти на территории Республики Татарстан, разработки месторождений сверхвязкой нефти путем внедрения прогрессивных технологий разработки месторождений, зарубежного опыта.

- улучшение структуры запасов, расширение географии присутствия Компании в Российской Федерации и за её пределами, изучения и освоения доманиковых отложений;

- внедрение прогрессивных технологий разработки месторождений и новейших методов переработки нефтепродуктов, в т.ч. за счет зарубежного опыта.

Приоритеты корпоративной инвестиционной политики:

- повышение эффективности проектов Компании за счет качественных изменений в процессах инвестиционной деятельности: планирования, экспертизы и оценки рисков, мониторинга и контроля;

- повышение инвестиционной доходности каждого бизнеса-направления, в т.ч. за счет применения инструментов государственной поддержки.

Управление инвестиционными проектами основывается на обеспечении стандарта процедур рассмотрения, экспертизы, системы оценки рисков и принятия решений. Данные процедуры обеспечиваются Инвестиционным комитетом совместно с управлением инвестиций ПАО «Татнефть».

Каждый инвестиционный проект проходит индивидуальную процедуру технического, геологического, экономического обоснования с экспертным заключением специалистов Компании о производственной целесообразности и инвестиционной привлекательности. Схема процесса оценки инвестиционного проекта представлена в приложении Д.

С целью повышения эффективности инвестиций ведется непрерывный процесс, направленный на выявление, анализ и оценку рисков, а также разработку мероприятий по их минимизации, реализация которых позволяет вывести проект на устойчивый финансовый результат.

Концепция управления рисками в компании включает: идентификацию и оценку рисков, имитационное моделирование результатов проекта, подготовку мер реагирования на риски, корректировку финансовой модели с учетом рисков, определение точек инициации рисковых событий, контроль рисков, мониторинг результатов реагирования на риски [41].

В 2016 году общий объем инвестиций по Компании составил 97 230 млн рублей (что на 40% больше, чем в 2014 г). Как показано на рисунке 2.26, основная доля средств в размере 54175 млн руб (55,7%) были инвестированы в разведку и добычу.

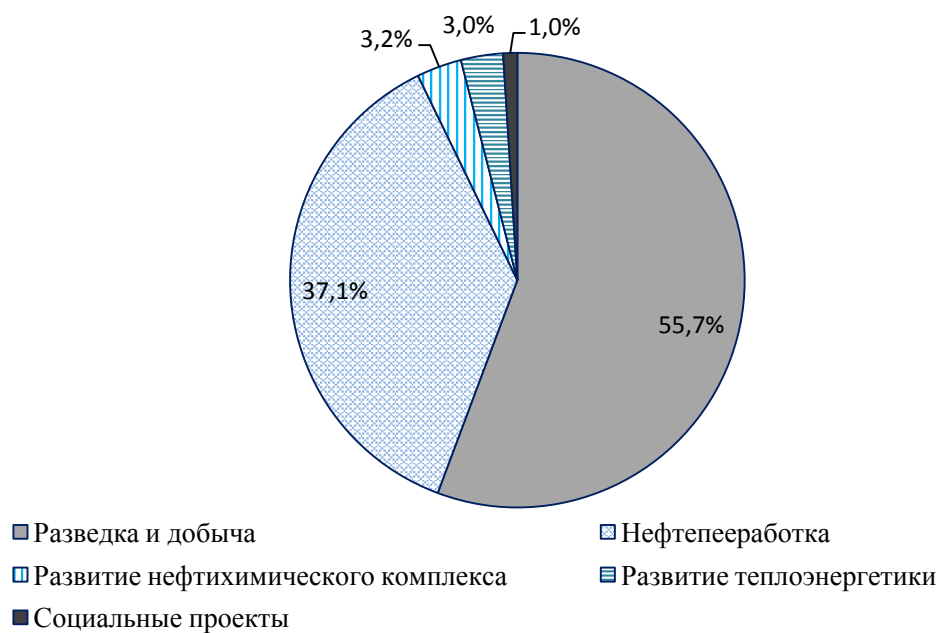


Рисунок 2.26 – Структура инвестиций ПАО «Татнефть» в 2016 г.

Компания успешно выполняет инвестиционные проекты по геолого-техническим мероприятиям на лицензионных территориях ПАО «Татнефть». Ведется мониторинг фактических инвестиций, добычи нефти, отработанного времени, эффективности.

Эффективно реализуется проект разработки месторождений уплотняющей сеткой скважин, ведется подбор новых участков для увеличения коэффициента извлечения нефти путем уплотнения сетки строительством недорогих скважин малого диаметра (СМД).

За счет применения третичных технологий, повышения нефтеотдачи пластов добывается около половины инвестиционной нефти, при этом доля вложенных инвестиций составляет 1/5 от общего объема.

Является стратегически важным и активно развивается проект по внедрению установок одновременно-раздельной эксплуатации и закачки. Разработаны различные модификации оборудования и комбинации установок.

Стратегические и текущие задачи деятельности ПАО «Татнефть» направлены на укрепление ресурсной базы, восполнение добычи углеводородов запасами промышленных категорий, подготовку сырьевой базы и эффективный

ввод запасов в разработку, поддержание добычи на зрелых месторождениях за счет применения инновационных технологических решений и обеспечение планируемых темпов прироста добычи при снижении удельных операционных и инвестиционных затрат.

2.3 Характеристика Западно-Лениногорской площади ПАО «Татнефть» как объекта инвестиционного проекта

Ромашкинское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Республики Татарстан и является крупнейшим многопластовым месторождением пластового типа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с площадью более 4000 км² [42].

Первый промышленный приток нефти на месторождении был получен в августе 1943г. Максимум добычи нефти (81,9 млн т) достигнут в 1970г., в настоящее время добыча нефти снизилась и составляет менее 18% от максимума.

Вторым по значимости объектом разработки (20,4%запасов) после залежей нефти в терригенных отложениях являются карбонатные отложения Лениногорской площади, которые объединены в едином структурном образовании.

Западно-Лениногорская площадь расположена в южной части Ромашкинского нефтяного месторождения и является краевой (рисунок 2.27). В географическом отношении Западно-Лениногорская площадь представляет собой пересеченную местность с многочисленными оврагами и балками. Абсолютные отметки колеблются в пределах от 100 до 250 метров. Большую часть площади занимают лесные массивы. Разрез площади представлен отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем палеозоя. Проектирование разработки Западно-Лениногорской площади впервые было начато в 1954г.

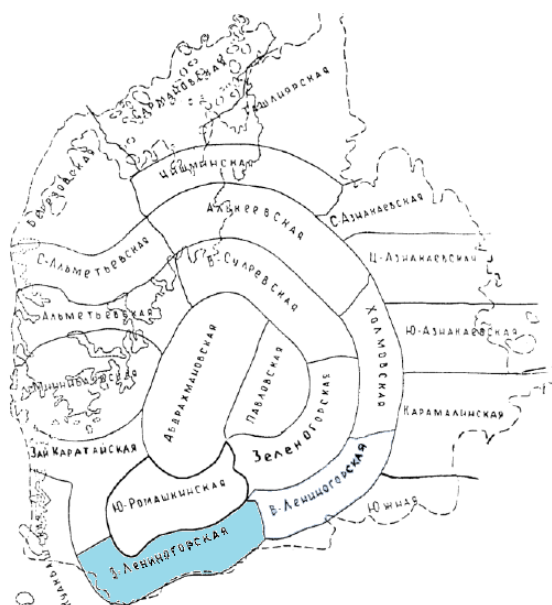


Рисунок 2.27 - Схема Ромашкинского месторождения

По площади проходят автомобильные дороги, соединяющие города Бугульму, Альметьевск, Лениногорск и промышленные дороги. Западно-Лениногорская площадь с трех сторон охватывает город Лениногорск, граничит с Юго-Ромашкинской площадью. Кроме города Лениногорска на площади расположены деревни Верхний Каран, Дурасово, Тимяшево и Ромашкино. К настоящему времени на площади имеется развитая система сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды, поддержания пластового давления, электроснабжения, связи, автоматики и телемеханизации.

При анализе методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи представляется особо важным проведение их конструктивной классификации. В нефтегазовой промышленности принято разделение на первичные, вторичные и третичные методы. Классификация методов показана на рисунке 2.30 [43].

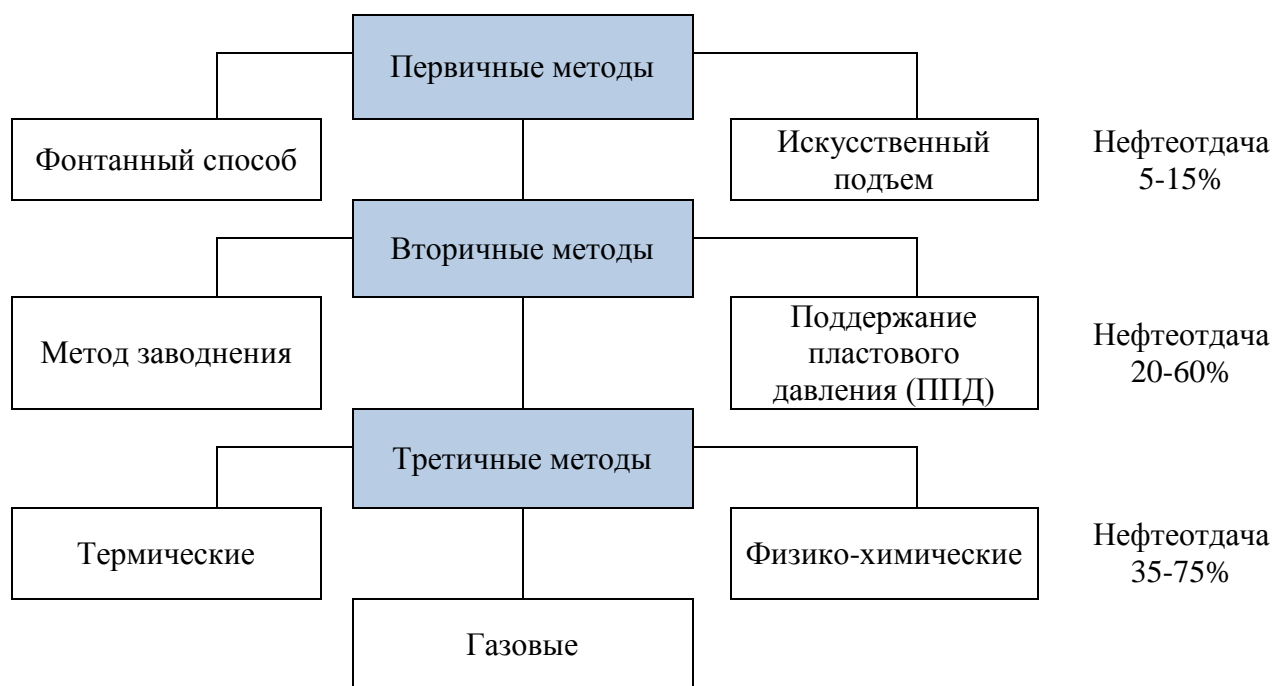


Рисунок 2.30 – Методы разработки месторождений

При этом после применения первичных методов, при которых используется естественная энергия пласта, и вторичных методов извлечения, поддерживающих пластовое давления путем закачки воды или газа, в месторождениях остаётся до двух третей начальных геологических запасов нефти, и для повышения коэффициента извлечения необходимо применять эффективные методы увеличения нефтеотдачи. К ним относятся тепловые, газовые, химические, гидродинамические методы и методы комбинированных воздействий. Иногда к МУН относят так называемые физические методы – гидроразрыв пласта, волновое и электромагнитное воздействие на пласт или призабойную зону [44].

Необходимо отметить, что в настоящее время методы увеличения нефтеотдачи практически не применяются в «чистом» виде. Часто для получения лучших результатов эти методы применяют в сочетании друг с другом или последовательно. Выбор метода воздействия на призабойную зону скважины определяется пластовыми условиями.

Продуктивные отложения Западно-Лениногорской площади приурочены карбонатным отложениям башкирского и серпуховского возраста. Продуктивные отложения залежей нефти среднего карбона представлены карбонатными породами, переслаивающимися с глинистыми карбонатами, гипсами и аргиллитами. Коллекторы имеют различное строение пустотного пространства – поровое, трещинное, кавернозное. Как показано на рисунке 2.31, наиболее часто применимыми методами разработки залежей данного типа являются потокоотклоняющие технологии (ПОТ), а также применение химических реагентов, поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров.



Рисунок 2.31 – Сравнительная диаграмма использования различных методов при разработке карбонатных месторождений

Таким образом, при применении вышеперечисленных методов увеличения нефтеотдачи накопленная добыча нефти на Западно-Лениногорской площади может достигнуть 2727 тыс. барр. к 2030г, что на 588 тыс. барр.

превышает рассчитанный накопленный объем добычи без использования методов увеличения нефтеотдачи.

3 Комплексный подход к оценке инвестиционного проекта

3.1 Оценка эффективности проекта разработки Западно-Ленинградской площади

3.2 Анализ бюджетной эффективности

3.3 Анализ проектных рисков

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Инновационно-инвестиционный проект представляет собой сложную систему взаимообусловленных и взаимоувязанных по ресурсам, срокам и исполнителям мероприятий, направленных на достижение конкретных целей и задач по приоритетным направлениям развития социально-экономических систем.

Очень важным моментом в оценке инвестиционного проекта является то, что наряду с оценкой финансовой реализуемости (расчет периода окупаемости, расчет чистой дисконтированной стоимости инвестиционного проекта, вычисление индекса доходности проекта и т.д.), необходимо учитывать риски, которые могут оказать существенное влияние на проект, а также эффекты с ним связанные. Только тогда можно говорить о комплексной оценке инвестиционного проекта.

В данной выпускной квалификационной проведена оценка инвестиционного проекта разработки Западно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть». В оценку инвестиционного проекта включены:

- оценка коммерческой эффективности проекта в целом;
- оценка эффективности участия в проекте;
- бюджетная эффективность;
- оценка рисков.

Проведенная оценка эффективности инвестиционного проекта свидетельствует о высокой инвестиционной привлекательности проекта как в целом, так и отдельно для ПАО «Татнефть», о целесообразности вложения инвестиций, о его прибыльности по всем рассмотренным вариантам.

В результате оценки было выявлено, что выручка по данному проекту за рассматриваемый период составит 3581 млн руб. Структура выручки показана на рисунке 4.1. Чистая прибыль по проекту составит 1253 млн руб.,

что равно 35% от выручки. Наибольший удельный вес в структуре затрат по проекту занимает налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Проект является прибыльным. Чистый дисконтированный доход по нему равен 100,6 млн руб. Внутренняя норма доходности составляет 26,5%, запас финансовой прочности 6,68%. Проект является среднедоходным, так как показатель DPI равен 1,4. У проекта достаточно длительный срок окупаемости (8,5 лет), однако положительные денежные потоки по проекту будут поступать еще в течение 4,5 лет после срока окупаемости.

Оценка эффективности участия проекта выявила положительный эффект от привлечения заемных средств в размере 50% от суммы инвестиций в проект. При привлечении кредита прогнозный NPV увеличится на 126,9 млн руб., а внутренняя норма доходности на 8%. Каждый рубль вложенных инвестиций будет приносить на 1,4 руб. больше. Срок окупаемости проекта с участием инвесторов окупится на 1,5 года раньше (за 7 лет).

Доходы консолидированного бюджета от реализации рассматриваемого проекта составят 2223233 тыс. руб. Из них в федеральный бюджет по прогнозам поступит 1592014 тыс. руб., 629249 тыс. руб. – в региональный и 1970 тыс. руб. в местный. Чистый дисконтированный доход федерального бюджета составит 1086756 тыс. руб., регионального – 397801 тыс. руб., местного – 1368 тыс. руб.

Риски, связанные с реализацией рассматриваемого проекта связаны как с внутренними факторами, так и с внешними.

Среди внутренних факторов наибольший риск представляет недополучение прогнозного объема добычи нефти. Снижение объема добычи на 10% от прогнозного вызывает уменьшение NPV на 39%, IRR на 18% и DPI на 25%. Анализ безубыточности показывает достаточно большой «резерв безопасности» проекта. Наиболее значимый фактор объем добычи может быть снижен на 347 тыс. барр., при этом проект будет безубыточным.

Ключевыми внешними факторами для проекта являются изменение налогового законодательства и изменение цен на нефть.

Проект может выдержать падение цен на нефть на 31% до 48,5\$ за барр, однако, установление рыночных цен на более низком уровне, приведет к значительным убыткам.

Размер налог на добычу полезных ископаемых оказывает значительное влияние на эффективность проекта в силу его значительной доли в выручке и себестоимости продукции. Увеличение выплат по НДС на 10% приведет к сокращению NPV на 9%, IRR на 4% и DPI на 6%.

На основе проведенных расчетов, можно сделать вывод, что реализация инвестиционного проекта разработки нефтегазового месторождения является эффективной и прибыльной как для участников проекта, так и для государства. Проведенные расчеты свидетельствуют об окупаемости предлагаемого проекта и характеризуют его высокую жизнеспособность.

Таким образом, комплексная оценка инвестиционного проекта позволяет не только принять решение об утверждении или отклонении рассматриваемого проекта, но также рассматривает различные варианты его реализации, что позволяет выбирать наиболее оптимальный и максимизировать прибыль. Кроме того, комплексная оценка позволяет оценить эффективность проекта для разных участников (предприятие, инвесторы, государство).

Анализ рисков, являющийся обязательной частью комплексного анализа инвестиционного проекта, позволяет предусмотреть нестабильности, вызванные внешними или внутренними факторами, и, как следствие, предупредить выведение капитала из проекта, так как инвестор заранее проинформирован о возможных рисках и понимает, достаточно ли устойчив проект к колебаниям экономики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Иمامов Р.Р. Разработка теоретико-прикладного инструментария оценки инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом рисков факторов/Р.Р. Иمامов// Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук. – Пермь, 2015. – 24с.
- 2 Крайнова Э.А., Лоповок Г.Б. Техничко-экономическое проектирование в нефтяной и газовой промышленности: учебник. – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2012.–264 с.
- 3 Панченко А.В. Комплексный анализ инновационных инвестиционных проектов: Монография / А.В. Панченко. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. - 238 с
- 4 Сироткин С.А., Кельчевская Н.Р. Экономическая оценка инвестиционных проектов / Сироткин С.А., Кельчевская Н.Р., - 2-е изд. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2015. - 287 с
- 5 Родионова Л.Н., Карамутдинова Д.М. Особенности оценки инвестиционных проектов в нефтяной отрасли// Журнал «Экономика и управление народным хозяйством» №9(130), 2015. – 50-55 с.
- 6 Ксенз Т.Г. Оценка коммерческой эффективности научно-технических мероприятий на нефтегазодобывающих предприятиях/ учеб. пособие / Т.Г. Ксенз – Ухта: УРГУ, 2008. - 164 с.
- 7 Учет факторов риска и неопределенности при оценке эффективности инвестиционных проектов / Плотников А.Н. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2016. - 80 с.
- 8 Токарев А. Анализ риска и адаптивности инвестиционных проектов в нефтяной промышленности России в переходный период [Электронный ресурс]// Федеральный образовательный портал ЭСМ: экономика, социология, менеджмент. – Режим доступа: <http://ecsocman.hse.ru/data/755/646/1219/006.TOKAREV.pdf>
- 9 Динамика цен на нефть Brent [Электронный ресурс]//Официальный сайт «Яндекс. Котировки». – Режим доступа: <https://news.yandex.ru/quotes/1006.html>

10 Динамика продаж электромобилей в мире. Анализирую будущее [Электронный ресурс]// Официальный сайт ПАО «Газпром нефть» – Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2016-december/1115839/>

11 Динамика курса доллара США [Электронный ресурс]//Banki.ru. – Режим доступа: <http://www.banki.ru/products/currency/usd/>

12 Болдырев Е.С., Буренина И.В., Захарова И.М. Учет рисков при оценке инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли[Электронный ресурс]// Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 8, №1, 2016. – Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/48EVN116.pdf>

13 Гамилова Д.А., Буренина И.В., Захарова И.М. Экономическое обоснование принятия решений по управлению бездействующим фондом скважин // Записки Горного института, 2014.- 208с.

14 Экономическая оценка инвестиций: учебник для бакалавров, специалистов и магистров / под ред. М.И. Римера. 5-е изд, перераб. и доп. СПб.: Питер, 2014.

15 Моисеева В.М. Методы оценки рисков проектов разработки и обустройства нефтяных месторождений//Журнал: «Экономика, организация и управление организациями, отраслями, комплексами», 2016 г. – 63-69с.

16 Мировой рынок нефти [Электронный ресурс]// Официальный сайт ПАО «Газпром нефть» – Режим доступа: <https://ar2016.gazprom-neft.ru/strategic-report/market-review/world-oil-and-gas>

17 Нефть и Газ [Электронный ресурс]//NewsFlash KPMG - июль 2017. – Режим доступа: www.kpmg.kz

18 Добыча нефтяного сырья [Электронный ресурс]: основные показатели // Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1209>

19 Филимонова И. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе / И.Филимонова, Л.Едерь, И.Проворная // Бурение и нефть. –Москва, 2016.

20 Россия в цифрах/Статистический сборник// Федеральная служба государственной статистики. – Москва, 2017 г. – 513 с.

21 Годовой отчет ОАО «НК «Роснефть» за 2016 год [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/176305/a_report_2016.pdf.

22 Годовой отчет ОАО «НК «Роснефть» за 2015 год [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/vusEXkOrF0.pdf.

23 «Газпром нефть» Годовой отчет 2016 [Электронный ресурс]// Официальный сайт ПАО «Газпром нефть». – Режим доступа: http://ir.gazprom-neft.ru/fileadmin/user_upload/documents/shareholders_meetings/2016/gazprom_neft_ar_2015_rus.pdf.

24 «Газпром нефть» Годовой отчет 2015 [Электронный ресурс]// Официальный сайт ПАО «Газпром нефть». – Режим доступа: http://ir.gazprom-neft.ru/fileadmin/user_upload/documents/annual_reports/GPN_AR_2015_rus_web.pdf

25 Годовой отчет ОАО «Сургутнефтегаз» 2016 [Электронный ресурс]//Официальный сайт ОАО «Сургутнефтегаз». – Режим доступа: <http://www.surgutneftegas.ru/uploaded/2016.pdf>

26 Годовой отчет ОАО «Сургутнефтегаз» 2015 [Электронный ресурс] // Официальный сайт ОАО «Сургутнефтегаз». – Режим доступа: [http://www.surgutneftegas.ru/uploaded/God_Otchet_SNG_2015%20\(rus\)_F\(2\).pdf](http://www.surgutneftegas.ru/uploaded/God_Otchet_SNG_2015%20(rus)_F(2).pdf)

27 Годовой отчет компании «Татнефть» за 2016 год [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «Татнефть». – Режим доступа: <http://www.tatneft.ru/aktsioneram-i-investoram/raskritie-informatsii/ezhegodniy-otchet/?lang=ru>

28 Годовой отчет компании «Татнефть» за 2014 год [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «Татнефть». – Режим доступа: http://www.tatneft.ru/storage/block_editor/files/e146d4ba582b5fdc35d25c6beee4b7ac695465e5.pdf.

29 Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Мишенин М.В., Комарова А.В. Нефтегазовый комплекс России. Часть 1. Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние /Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, М.В. Мишенин, А.В. Комарова // под ред. А.Э. Контровича. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2017. – 72 с.

30 Крупнейшие компании по капитализации – итоги 2016 г. [Электронный ресурс]/ Рейтинговое агенство Риа Рейтинг. – Режим доступа: <http://riarating.ru/infografika/20170131/630054676.html>

31 Федеральный бюджет 2016 [Электронный ресурс]/Министерство финансов РФ. Официальный сайт – Режим доступа: https://www.minfin.ru/ru/performance/budget/federal_budget/budj_rop/

32 Динамика цен на нефть марки Brent [Электронный ресурс] // US Energy Information Administration. – Режим доступа: <https://www.eia.gov/todayinenergy/index.php?tg=Brent>

33 Формирование инвестиционного проекта и оценка его эффективности: Учебно-практическое пособие / Алексеев В.Н., Шарков Н.Н. - М.: Дашков и К, 2017. - 176 с.

34 Нефтяная отрасль России: итоги 2016 г. и перспективы на 2017-2018 гг. Часть 1// Vygon consulting, май 2017. – 57 с.

35 Инвестиционные проекты в российской нефтегазовой отрасли. Четыре шага к повышению эффективности // рwc – 2016. – 20 с.

36 Разманова С.В. Динамика и механизмы интеграционных процессов нефтегазовых компаний в условиях трансформации отрасли/Диссертация на соискание ученой степени доктора экономических наук// ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет», 2018.

37 Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию М.: 2016. – 272 с.

38 Аудиторское заключение о бухгалтерской отчетности ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина за 2016 год // АО «ПрайсвогтерхаусКуперс Аудит».Москва, 2017.

39 Годовая бухгалтерская отчетность ПАО «Татнефть за 2016 год. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «Татнефть». – Режим доступа: URL: <http://www.tatneft.ru/>

40 Стратегия 2025 Группа «Татнефть»: основные параметры[Электронный ресурс]:раскрытие инсайдерской информации // Официальный сайт ПАО «Татнефть». –Режим доступа: https://www.tatneft.ru/storage/block_editor/files/47a5c83c1a7419a012c840f64a77bd175f477aa7.pdf.

41 Эффективность основных инвестиционных программ// Официальный сайт ПАО «Татнефть». – Режим доступа: <http://www.tatneft.ru/korporativnoe-upravlenie/upravlenie-investitsiyami/effektivnost-osnovnih-investitsionnih-programm/?lang=ru>

42 Ромашкинское нефтяное месторождение [Электронный ресурс] // Нефтянка. – Режим доступа: <http://neftianka.ru/romashkino>

43 Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа: публичный аналитический доклад// БиТуБи, Москва, 2017. – 220с.

44 Мамедова С. Г. Силантьев В. В. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта. [Электронный ресурс] //Повышение нефтеотдачи пластов. – Режим доступа: <https://nsportal.ru/ap/library/nauchno-tehnicheskoe-tvorchestvo/2015/12/01/prezentatsiya-povysheniya-nefteotdachi>

45 Джонсон Г. Увеличение нефтеотдачи посредством закачки CO₂ [Электронный ресурс]//Межотраслевой журнал «Арматиростроение» №1 (94), 2015. – Режим доступа:www.valve-industry.ru/pdf_site/94/94_48-53_johnson.pdf

46 Misselbrook et al. Acid tunneling bottom hole assembly and method utilizing reversible knucklejoints. United States Patent 8,205,672

47 Силков Р.А. Использование силовых ударных волн в технических методах и средствах повышения нефтеотдачи пластов [Электронный

ресурс]//Научная библиотека «КиберЛенинка» – Режим доступа:
cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-silovyh-udarnyh-voln-v-tehnicheskikh-
metodah-i-sredstvah-povysheniya-nefteotdachi-plastov.pdf

48 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов/Институт системного анализа РАН, Центральный экономико-математический институт РАН. 3-я редакция, – Москва, 2004. – 221с.

49 Данные, применяемые для расчета налога на добычу полезных ископаемых в отношении нефти [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «Консультант Плюс». –Режим доступа:
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642.

50 Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 5 августа 2000 года N 117-ФЗ (ред. от 03.04.2017) [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «Консультант Плюс».

51 Лисовская И.А., Мамедов Т.С. Модель оценки капитальных активов как инструмент оценки ставки дисконтирования // Российское предпринимательство. – 2016. – Том 17. – № 7. – С. 937–950

52 Лазарев А. В., Пострелова А. В. Ставка дисконтирования с учетом риска и методы ее определения // Молодой ученый. — 2013. — №6. — С. 373-376. — URL <https://moluch.ru/archive/53/7095/> (дата обращения: 04.06.2018).

53 Банк России принял решение сохранить ключевую ставку на уровне 7,25% годовых [Электронный ресурс]//Центральный банк Российской Федерации. Официальный сайт – Режим доступа: <https://www.cbr.ru/press/keupr/>

54 Кредиты для бизнеса в Республике Татарстан [Электронный ресурс]//Финансовый супермаркет Banki.ru – Режим доступа:
http://www.banki.ru/products/businesscredits/search/respublika_tatarstan/

55 Средневзвешенная стоимость капитала WACC [Электронный ресурс]// «Финансовый директор» – Режим доступа:
<https://fd.ru/paywall/3?windowId=224&referrer=https%3A%2F%2Ffd.ru%2Farticles%2F39457-srednevzveshennaya-stoimostkapitala>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Стадийность проектирования



Рисунок А.1 – Стадии разработки инвестиционного проекта

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технико-экономическое обоснование проекта



Рисунок Б.1 – Процесс технико-экономического обоснования проекта

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Алгоритм оценки эффективности нефтегазовых проектов

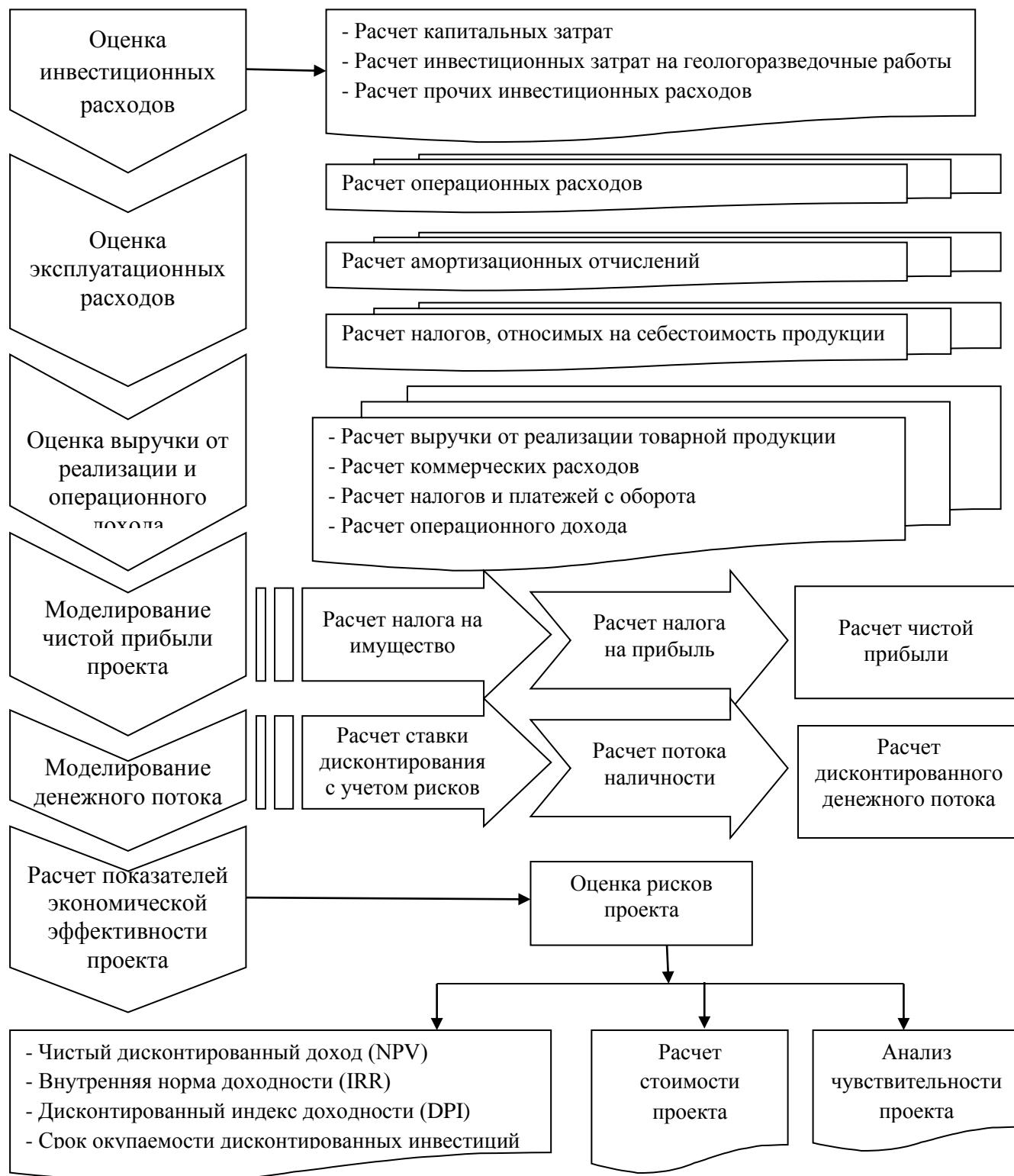


Рисунок В.1 – Алгоритм оценки эффективности нефтегазовых проектов

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Коэффициенты финансовой устойчивости ПАО «Татнефть»

Таблица Г.1 – Коэффициенты, характеризующие финансовую устойчивость предприятия

Коэффициент	Показатель	2016		2015		Изменение
		Значение, тыс. руб	Значение коэффициента	Значение, тыс. руб	Значение коэффициента	
1. Коэффициент финансовой независимости (КФН)	СК	624 417 269	0,8574	545 328 976	0,8537	0,0037
	ВБ	728 301 763		638 817 726		
2. Коэффициент задолженности (КЗ)	ЗК	103884494	0,1664	930488750	0,1714	0,0051
	СК	624 417 269		545 328 976		
3. Коэффициент самофинансирования (КСФ)	СК/ЗК	624417269/ 103884494	6,0107	545328976/ 930488750	5,8331	0,1776
4. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами (Ко)	СОС	100532254	0,4918	81547577	0,4659	0,0259
	ОА	204 416 748		175 036 327		
5. Коэффициент маневренности (Км)	СОС	100532254	0,1610	81547577	0,1495	0,0115
	СК	624 417 269		545 328 976		
6. Коэффициент финансовой напряженности (Кф.напр.)	ЗК/ВБ	103884494/ 728301763	0,1426	930488750/ 638817726	0,1463	-0,0037
7. Коэффициент соотношения мобильных и иммобилизованных активов (Кс)	ОА	204 416 748	0,3902	175 036 327	0,3774	0,0128
	ВОА	523 885 015		463 781 399		
8. Коэффициент имущества производственного назначения (Кипн)	З	33 955 382	0,7659	27 195 783	0,7686	-0,0026
	А	728 301 763		638 817 726		

СК – собственный капитал; ЗК – заемный капитал; ВБ – валюта баланса; СОС – собственные оборотные средства; ОА – оборотные активы; ВОА – внеоборотные активы; З – запасы; А – активы (совокупные).

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Процедура рассмотрения инвестиционных проектов

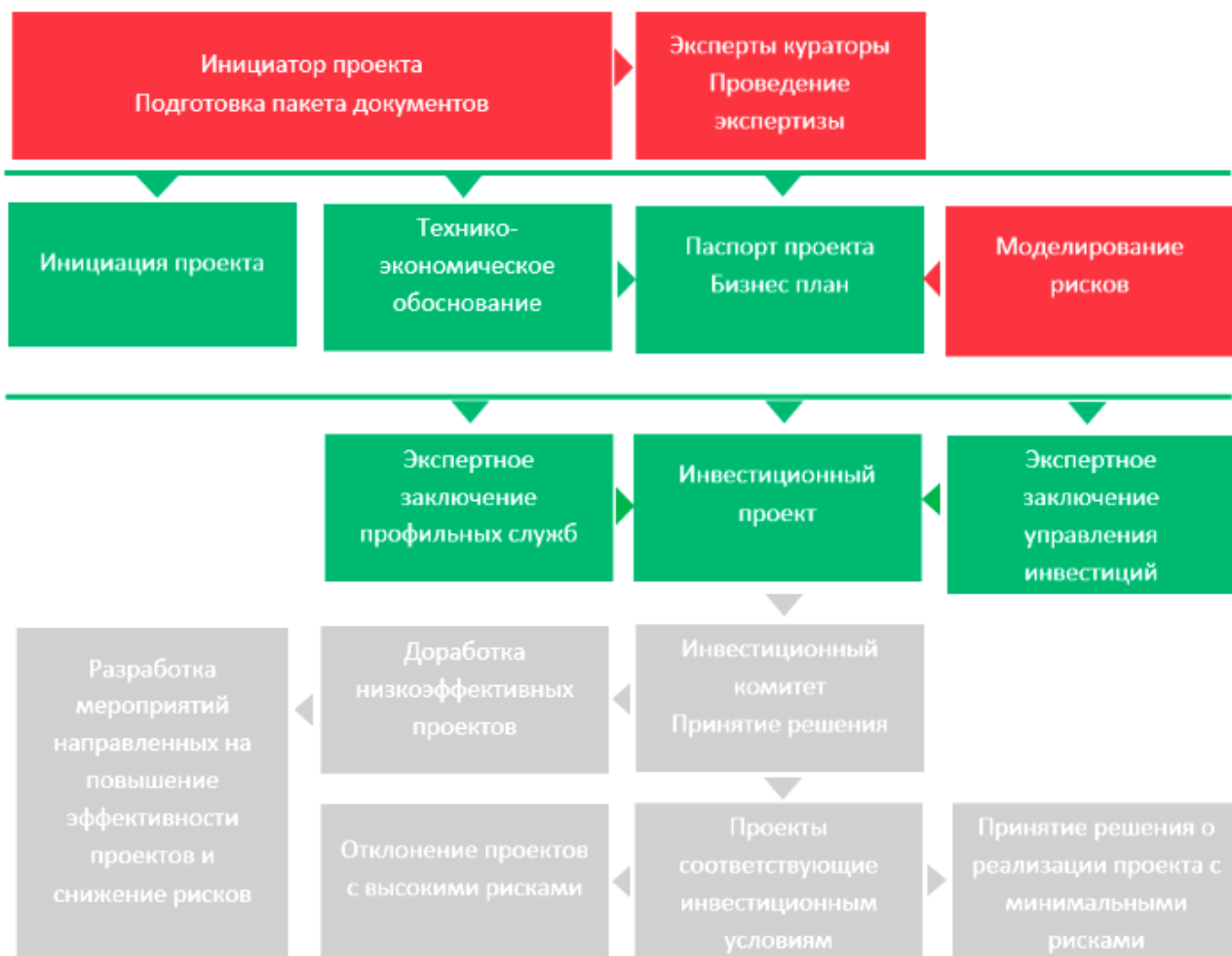


Рисунок Д.1 – Процедура рассмотрения инвестиционных проектов