

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

На правах рукописи

ДЬЯЧЕНКО ОЛЬГА ИГОРЕВНА

**УПРАВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ**

Специальность 08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством
(экономика, организация и управление предприятиями,
отраслями, комплексами: промышленность)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель
доктор экономических наук,
профессор Карлик А.Е.

Санкт-Петербург-2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ КАК КРИТЕРИЙ ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	13
1.1. <i>Понятие, сущность, показатели и оценка экономической эффективности.....</i>	13
1.2. <i>Денежный поток как показатель экономической эффективности.....</i>	34
1.3. <i>Управление денежными потоками промышленного предприятия: целеполагание, оценка и оптимизация.....</i>	49
ГЛАВА 2. ЗАТРАТЫ КАК ЭЛЕМЕНТ ОПЕРАЦИОННОГО ДЕНЕЖНОГО ПОТОКА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ.....	63
2.1. <i>Технологические особенности и нормативно-правовая база учета затрат в организациях нефтедобывающей промышленности.....</i>	63
2.2. <i>Проблемы, теория и практика управления издержками нефтегазодобывающих компаний.....</i>	78
2.3. <i>Классификация издержек нефтегазовых компаний как фактор управления ими.....</i>	82
2.4. <i>Формирование точки безубыточности как критерия эффективности производственной деятельности нефтегазовых компаний.....</i>	97
ГЛАВА 3. КОНЦЕПЦИЯ ДЕТАЛИЗИРОВАННОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ.....	108

3.1. Особенности нефтегазодобывающего комплекса.....	108
3.2. Методика детализированной оценки экономической эффективности.....	122
3.3. Определение пороговых условий эксплуатации. Составление прогноза выбытия единиц производства и инфраструктурных объектов в нерентабельный фонд.....	150
3.4. Управление эффективностью нефтегазовых месторождений	167
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	184
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	189
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	206

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Повышение эффективности функционирования и развития нефтегазового комплекса России во многом является определяющим фактором функционирования прочих отраслей реального сектора экономики. На сегодняшний день большая часть нефтяных активов страны находится на стадиях разработки, характеризующихся падающей добычей нефти и ростом обводненности добываемого сырья, что оказывает существенное влияние на снижение эффективности эксплуатации фонда скважин. В связи с этим возникает необходимость оптимизации технико-экономических параметров эксплуатации месторождений.¹

Мониторинг эффективности российских нефтегазодобывающих компаний показал, что существуют проблемные месторождения, по которым достаточно сложно установить истинную причину убытков. Корректное определение существующих проблем невозможно без комплексной оценки, предусматривающей детализированный технико-экономический анализ каждой производственной единицы (от скважины до месторождения в целом). При этом важным моментом является оценка и управление рентабельностью работы каждой скважины как первичной производственной единицы, формирующей базовый уровень прибыли компании.

В настоящее время единой методики определения рентабельности скважин, кустов и производственных объектов не существует. Подобный анализ проводится в основном локально и, как правило, без существенной степени детализации, в среднем за период и без возможности ежесуточного мониторинга, что в совокупности негативно отражается на качестве результатов анализа. Оценка искажается также вследствие усредненного подхода к расчету

¹ Дьяченко О.И. Совершенствование аспектов экономического анализа при планировании и мониторинге эксплуатации месторождений нефтегазодобывающих организаций. // Экономический анализ. Теория и практика. - Финансы и Кредит. – 2012 - № 48(303) – С.- 45-51. – 0,7 п.л.

затрат. Перечисленные факторы могут оказать негативное влияние на принимаемые управленческие решения: так, остановка на первый взгляд нерентабельных объектов, на самом деле, может привести к прямой потере прибыли, а эксплуатация, на первый взгляд, рентабельного фонда – к убыткам.

При отсутствии единой стандартизированной методики анализа, в случае получения убытков от эксплуатации, возникает трудность, во-первых, с определением истинной причины их возникновения, во-вторых, с разработкой комплекса мер для устранения проблемы.¹

С целью решения проблем управления эффективностью нефтегазодобывающего предприятия необходима методика детализированного анализа эффективности работы нефтегазодобывающей компании в разрезе всех производственных единиц и объектов, основанная на объединении существующих экономических концепций анализа экономической эффективности, их адаптации с целью применения в нефтегазодобывающих компаниях, а также развития и дополнения теорий оценки затрат и экономической эффективности. Все это позволит установить точную причину убыточной работы объекта, сформулировать рекомендации в части определения и принятия комплекса мер по оптимизации работы месторождения и достигнуть, таким образом, повышения эффективности управления эксплуатацией месторождений и компанией, в целом.²

Состояние изученности проблемы. Теоретическими и методологическими основами исследования послужили работы отечественных и зарубежных ученых-экономистов и практиков, специализирующихся на вопросах экономической эффективности: Баканов М.И., Бланк И.А., Виленский В.П., Вла-

¹ Дьяченко О.И., Волгин В.А., Разработка методики комплексной оценки эффективности эксплуатации месторождений // Научно-Технический вестник ОАО «НК-Роснефть». – 2011 – №12. – С.42-46.

² Дьяченко О.И., Борхович С.Ю., Волгин В.А., Пасечник В.Э., Темников А.Н. Особенности методического подхода к оценке эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности. // Нефтепромысловое дело. / Oilfield Engineering: научно-технический журнал / Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ОАО ВНИИОЭНГ). – 2011 - №5. – С. 40-47.

сов В.М., Войтоловский Н.В., Воронцовский А.В., Демиденко Д.С., Ермолович Л.Л., Журавкова И.В., Ионова А.Ф., Касатов А.Д., Карлик А.Е., Коссов В.В., Крушвиц Л., Крылов Э.И., Коротков В.Д., Ковалев В.В., Колядов Л.В., Лившиц В.Н., Лимитовский М.А., Лобанова Е.Н., Лисицина Е.В., Лозовский Л.Ш., Мазур И.И., Матвеев Ф.Р., Мельник М.В., Негашев Е.В., Ольдерогге Н.Г., Райзберг Б.А., Селезнева Н.Н., Смоляк С.А., Стародубцева Е.Б., Стоцкий В.И., Теплова Т.В., Шапиро Э.М., Шеремет А.Д., Шахназаров А.Г., Четыркин Е.М., Брейли Р., Бирман Г., Бригхэм Ю.Ф., Коллер Т., Коупленд Т., Майерс С., Муррин Дж., Самуэльсон П., Шмидт С. и др. В процессе рассмотрения вопросов оценки затрат были использованы труды таких ученых, как Александровский А.П., Баранов, Белов А.М., В.В., Волкова О.Н., Добрин Г.Н., Епифанова Н.П., Зубарева В.Д., Иванов И.В., Игнатов А.В., Ионова А.Ф., Карлик А.Е., Ковалев В.В., Колядов Л.В., Крейнина М.Н., Лозовский Л.Ш., Матвеев Ф.Р., Николаева С.А., Отвагина Л.Н., Райзберг Б.А., Савицкая Г.В., Селезнева Н.Н., Стародубцева Е.Б., Татур С.К., Тафинцева В.Н., Чумаченко Н.Г., Шохина Е.И., Дейли А., Коласс Б., Хан Д., Штайгматер Б. и других авторов.

В части вопросов оценки экономической эффективности в области разработки нефтяных месторождений настоящее исследование основано на трудах таких авторов, как Андреев А.Ф., Березина С.А., Бренц А.Д., Брюгема А.Ф., Ветрова Е.Н., Воробьева Р.А., Гараев Л.Г., Дунаев А.И., Епифанова Н.П., Злотникова Л.Г., Зубарева В.Д., Ильинский А.А., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф., Епифанова Н.П., Катеева Р.И., Квон Г.М., Маккавеев М.В., Матвеев Ф.Р., Иваник В.В., Иванов А.В., Новоселова Т.Н., Олещук Н.И., Отвагина Л.Н., Перчик А.И., Пономарева И.А., Садчиков И.А., Саркисов А.С., Сафонов У.Н., Семеняка А.Н., Тахаутдинов Ш.Ф., Череповицын А.Е., Шпакова З.Ф., а также на работах других авторов.

Научные труды указанных авторов внесли значительный вклад в разработку различных подходов к оценке экономической эффективности эксплуатации месторождений. Однако, необходимо отметить, что многие вопросы до

сих пор не получили достаточно полного и системного решения, и проблематика методики оценки затрат и детализированного подхода к анализу эффективности разработана недостаточно (автором диссертации не было выявлено методических материалов по управлению эффективностью нефтегазодобывающих компаний, включающих инструменты оценки затрат и детализированного анализа эффективности). Недостаточная проработанность существующих теоретических и методических подходов и их высокая значимость для повышения эффективности эксплуатации нефтегазовых месторождений, определяют актуальность темы диссертационного исследования, выбор объекта и предмета, формирование целей и задач исследования.

Цель и задачи исследования. Целью диссертационного исследования является развитие подходов к управлению экономической эффективностью нефтегазодобывающих компаний на основе формирования методического обеспечения детализированной оценки эффективности эксплуатации месторождений.

Для достижения поставленной цели были определены и решались следующие **задачи**:

- анализ существующих подходов к оценке затрат и денежного потока нефтегазодобывающего предприятия;
- разработка методологического подхода к оценке эффективности эксплуатации наименьшей производственной единицы – скважины;
- разработка методологического подхода к детализированному анализу эффективности предприятия в разрезе всех производственных единиц и объектов;
- определение путей оптимизации затрат и денежного потока и повышения качества управленческих решений на предприятиях нефтегазового комплекса;
- определение принципов практической реализации методики детализированной оценки денежного потока на основании выбранной на

предприятия стратегии и использования выявленных математических взаимосвязей.

Объект и предмет исследования. В качестве объекта исследования выбраны российские нефтегазодобывающие компании, осуществляющие в рамках своей деятельности добычу нефти, газа и газового конденсата. Предметом исследования являются совокупность подходов и методов комплексной оценки экономической эффективности эксплуатации месторождений нефтегазодобывающих компаний, как основа повышения эффективности управления.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Диссертационное исследование выполнено в соответствии с Паспортом специальности 08.00.05 – «Экономика и управление народным хозяйством (по отраслям и сферам деятельности, в т.ч.: экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами: промышленность)»:

1.1.1. Разработка новых и адаптация существующих методов, механизмов и инструментов функционирования экономики, организации и управления хозяйственными образованиями промышленности.

1.1.13. Инструменты и методы менеджмента промышленных предприятий, отраслей, комплексов.

1.1.14. Теоретические и методологические основы эффективности развития предприятий, отраслей и комплексов народного хозяйства.

1.1.19. Методологические и методические подходы к решению проблем в области экономики, организации управления отраслями и предприятиями топливно-энергетического комплекса.

1.1.22 Методология развития бизнес-процессов и бизнес-планирования в электроэнергетике, нефтегазовой, угольной, металлургической, машиностроительной и других отраслях промышленности.

Теоретическая и методологическая основа исследования. Теоретической основой исследования послужили положения экономической теории, концепции экономической эффективности предприятий и комплексов, труды

российских и зарубежных авторов в области оценки экономической эффективности, анализа затрат и управления эффективностью компаний нефтегазового комплекса; нормативно-правовые акты Российской Федерации, регулирующие подходы нефтегазодобывающих компаний к оценке затрат, налогообложению и анализу эффективности.

При решении поставленных задач использовались методы общей экономической теории, экономико-математическое моделирование, общенаучные методы системного анализа (анализ и синтез). Алгоритмы автоматизированной системы расчетов составлены на базе MS Excel и Visual Basic.

Информационная база. Информационной базой являются материалы, полученные при изучении объекта исследования – российских нефтегазодобывающих компаний и, в частности, ООО «РН-Пурнефтегаз», а также данные консалтинговых компаний, Федеральной службы государственной статистики, специализированных исследовательских организаций.

Обоснованность и достоверность результатов исследования. Обоснованность содержащихся в диссертации методических предложений подтверждается проведенным анализом значительного числа публикаций отечественных и зарубежных исследователей по проблематике диссертации, отечественной и международной практики в области управления эффективностью месторождений нефтегазодобывающих компаний, использованием апробированных на практике методов управления эффективностью, непротиворечивостью полученных выводов и рекомендаций результатам предшествующих исследований. Достоверность полученных результатов обеспечивается логикой исследования, использованием общенаучных методов исследований, взаимосвязью цели и задач исследования.

Научная новизна исследования. Научная новизна диссертационного исследования заключается в том, что автором разработаны и теоретически обоснованы методические положения оценки экономической эффективности нефтегазодобывающей компании, интегрированные в концепцию управления

эффективностью месторождений. Важнейшие результаты проведенного исследования, обладающие научной новизной и характеризующие личный вклад автора, заключаются в следующем:

1. Разработана методика комплексной детализированной оценки экономической эффективности нефтегазодобывающей компании, интегрированная в концепцию управления эффективностью месторождений и учитывающая такие основные недостатки существующих подходов, как невозможность проведения детализированной оценки, оценки в режиме текущего времени (on-line), отсутствие универсального подхода к определению прямых затрат, отсутствие возможности построения долгосрочных прогнозов динамики эффективности эксплуатации месторождений.

2. Предложена и обоснована методика детализации расходов и денежных потоков нефтегазодобывающей компании в разрезе основных производственных единиц (скважин, кустов, месторождений) и инфраструктурных объектов (трубопроводов, высоковольтных линий, дорог, установок предварительного сброса воды, установок подготовки нефти и других объектов) в соответствии с производственным циклом движения нефти.

3. Предложен, введен в терминологический оборот и использован показатель: «условно-прямые затраты на единицу производства», учитывающий только те переменные и постоянные затраты, которые, в случае остановки единицы производства, принесут компании прямую экономию денежных средств.

4. Предложена и обоснована методика оценки периода достижения порога рентабельности скважины, учитывающая темп падения дебита нефти¹, не учтенный в стандартных подходах к оценке эффективности.

5. Разработана и обоснована методика формирования прогнозов выбытия эксплуатационных единиц и инфраструктурных объектов из рентабельного в нерентабельный (не эффективный для дальнейшей эксплуатации) фонд,

¹ Темп падения дебита нефти – количественное выражение снижения суточного дебита нефти, вызванного истощением запасов и ухудшением геологических условий эксплуатации.

объединяющий подходы динамических методов оценки эффективности и учитывающий такие факторы как: дисконтирование, инфляцию, темпы падения добычи нефти, средний период эксплуатации скважин в году и продолжительность МРП, не учтенные в стандартных подходах к оценке.

Теоретическая значимость исследования. Исследование развивает теорию управления экономической эффективностью нефтегазодобывающих компаний в части объединения традиционных теоретических аспектов экономической эффективности, денежного потока, классификации затрат и подходов к управлению ими, а также в части дополнения теоретических аспектов введением новых понятий в теории затрат и экономической эффективности, предложена подхода к классификации затрат и оценке денежного потока, основанных на анализе недостатков существующих подходов и разработанных для управления эффективностью нефтегазодобывающих предприятий.

Практическая значимость. Предлагаемая в диссертационном исследовании методика может применяться в нефтегазодобывающих компаниях для управления экономической эффективностью деятельности на этапе планирования и мониторинга в части выявления точной причины убыточной или проблемной эксплуатации месторождений, разработки управленческих решений по решению выявленных проблем и повышению эффективности.

Материалы и полученные результаты диссертационного исследования также могут быть также использованы в учебном процессе при чтении курсов лекций по таким дисциплинам как, как «Экономика нефтегазодобывающих компаний», «Менеджмент», «Операционная эффективность», «Эффективность бизнес процессов» и подобных дисциплин. Практическая значимость заключается также в возможности адаптировать предложенные в диссертации методологические подходы к другим отраслям экономики для решения задачи повышения эффективности операционного управления предприятием.

Апробация результатов диссертационного исследования. Основные положения диссертационной работы были представлены и отмечены дипломами 1 степени на конференциях ООО «РН-Пурнефтегаз» (г. Губкинский, 2010-2011 гг.), 3 и 1 степени на региональных научных конференциях ОАО «НК-Роснефть» (г. Нефтеюганск, г. Губкинский, 2010-2011гг.), 1 и 2 степени на межрегиональных научных конференциях молодых специалистов ОАО «НК-Роснефть» (г. Москва, 2010г-2011гг.). Кроме того, основные разработки, представленные в диссертации, легли в основу научных проектов, ставших лауреатами всероссийских конкурсов «ТЭК-2009», «ТЭК-2010» и «ТЭК-2011» (г. Москва, г. Санкт-Петербург) и отмеченных Благодарностью Министерства Энергетики РФ за инновационный вклад в развитие ТЭК (Приказ Минэнерго РФ № 32п от 11.04.2011).

Разработанная методика детализированной оценки эффективности нефтегазодобывающих компаний была внедрена в ООО «РН-Пурнефтегаз» (Приказ генерального директора ООО «РН-Пурнефтегаз» №1968 от 06.08.2011, Утвержденный план внедрения от 3.06.2010, Отчет о внедрении от 01.04.2011). Основные положения анализа отражены в ЛНД № п1-01.03 м-0003 юл-094 версия 1.03 «Методические указания ООО «РН-Пурнефтегаз»: «Контроль за состоянием и движением фонда скважин».

Публикации. Результаты научных исследований нашли отражение в 19 научных публикациях, в том числе 10 статей в журналах, рекомендуемых Высшей аттестационной комиссией РФ для опубликования научных результатов диссертации на соискание ученой степени кандидата и доктора наук.

Структура и объем работы. Структура диссертационного исследования обусловлена сформированными целями и задачами. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, приложений и списка использованной литературы. Основное содержание работы изложено на 212 страницах. В работе содержатся 39 таблиц и 26 рисунка. Список использованной литературы включает 175 источников.

ГЛАВА 1 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ КАК КРИТЕРИЙ ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

1.1. Понятие, сущность, показатели и оценка экономической эффективности

Исследование определений экономической эффективности

При анализе результатов деятельности предприятия и эффективности привлечения инвестиций, как правило, опираются на два основных понятия: «экономический эффект», представляющий собой абсолютное значение достигнутого результата, не учитывающее размер первоначальных инвестиций и «экономическая эффективность», которая как комплексное понятие представляет наибольший интерес для аналитиков, как не имеющее однозначного определения: некоторые исследователи утверждают, что она выражается соотношением полученного результата к понесенным на его достижение издержкам, тогда как другие приравнивают определения экономической эффективности и экономического эффекта.

Теория экономической эффективности неоднократно рассматривалась рядом российских и зарубежных исследователей. Рассмотрим некоторые из определений эффективности, приведенные в табл. 1.

Таблица 1. Определения экономической эффективности

Общее определение эффективности	<i>Экономическая эффективность</i> - это сравнительная категория, отражающая качество оцениваемого объекта быть эффективным. Этому понятию придерживался Питер Друкер, который считал, что делать эффективно это значит делать правильно. ¹
Словарь американского наследия ²	<i>Экономическая эффективность</i> – это отношение полезных результатов компании к затрачиваемым на их достижение ресурсам. Иными словами, это отношение получаемого к затрачиваемому.

¹ Peter Drucker. The Effective Executive. The definitive guide to Getting the Right Things Done. – N.Y.: Harper Business Essentials, 2006

² The American Heritage Dictionary of the English Language, Forth Edition Copyright 2004, 2002 by Houghton Mifflin Company - <https://www.ahdictionary.com/word/search.html?q=efficiency>

Сжатая энциклопедия по экономике ¹	<i>Экономическая эффективность</i> - это способность достигать заданные цели. При этом само достижение цели, как правило, оценивается по разработанным критериям.
Бурмистров, Конаховская и Мясникова ²	<i>Экономическая эффективность</i> характеризует степень удовлетворенности результатами деятельности участниками производственного процесса. При этом отдельно рассматривается удовлетворенность различных групп-участников процесса, таких как менеджеров, работников, собственников бизнеса и других.
Файншмидт Е. ³	Файншмидт считал понятие <i>эффективности</i> ключевым и дает определение с точки зрения бенчмаркинга как степень соответствия заданному эталону. Такой подход позволяет сравнивать результаты деятельности компании с конкурентами, выявляя собственные преимущества и слабые стороны, которое необходимо совершенствовать.
Баканов, Мельник и Шеремет ⁴	<i>Экономическая эффективность</i> – это показатель, напрямую связанный с эффективностью использования ресурсов, которая оценивается по объему и качеству производимой продукции, по затратам на исходные производственные ресурсы, а также по величине <u>ресурсов</u> , а именно авансированного капитала (активов).
Райзберг, Лозовский и Стародубцева (1999) ⁵	<i>Экономическая эффективность</i> – это показатель результативности экономических программ и мероприятий с целью достижения роста объема производства за счет применения ресурсов определенной стоимости.
Популярная экономическая энциклопедия ⁶	<i>Экономическая эффективность</i> – это «результативность экономической системы, выражающаяся в отношении полезных конечных результатов ее функционирования к затраченным ресурсам».
Новая экономическая энциклопедия ⁷	<i>Экономическая эффективность</i> — это «степень соизмерения результатов с затратами», или «система показателей, характеризующих уровень производственных мощностей системы». Эффективность экономической деятельности достигается за счет максимизации прибыли или минимизации затрат в условиях заданного объема производства.
Методические рекомендации по оценке эффективности инве-	<i>Эффективность</i> – это категория, анализирующая соответствие проекта интересам и целям его участников. Эффективность при этом разделяется на коммерческую (экономическую) и общественную.

¹ Heine, P. Efficiency, The Concise Encyclopedia of Economics.- www.econlib.org/library/enc/Efficiency.html.

² Конаховская В., Мясникова М., Бурмистров А.. Оценка эффективности управления предприятием // Управление качеством,- 2003,- №5, - С.72-74

³ Файншмидт Е. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Учебный курс. Москва, 2012. – С.9-12.

⁴ Баканов М.И., Мельник М.В., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа: Учебник. / Под ред. Баканова М.И. – 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Финансы и статистика, 2005. – с. 342-376

⁵ Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. Современный экономический словарь. — 2-е изд., испр. М.: ИНФРА, 1999 - 599с.

⁶ Популярная экономическая энциклопедия/ Гл. ред. Некипелов Ф.Д.; Ред. кол.: Автономов В.С., Богомолов О.Т., Глинкина С.П. и др. – М.: Большая Российская энциклопедия, 2001. – 309 с.

⁷ Румянцева Е.Е. Новая экономическая энциклопедия. 3-е изд. – М.: ИНФРА-М, 2008. – VI, с.793

стиционных проектов ¹ (далее-«Методические рекомендации»)	
Мазур, Шапиро и Ольдерогге ²	<i>Экономическая эффективность</i> – разница между результатами экономической деятельности и затратами, необходимыми для достижения результатов. При превышении результатов над затратами говорят о положительном экономическом эффекте, в обратном случае – об отрицательном экономическом эффекте.

Источник: Исследование автора

В соответствии с Методическими рекомендациями экономическая эффективность может быть определена как эффективность проекта в целом или как эффективность участия в проекте.

Эффективность проекта в целом позволяет оценить потенциальную привлекательность проекта для предполагаемых участников и включает в себя:

— общественную (социально – экономическую) эффективность, показатели которой отражают социально-экономические последствия реализации проекта для общества в целом, включая экологические и другие внеэкономические эффекты;

— коммерческую эффективность, показатели которой отражают финансовые последствия реализации проекта для участника, который производит все необходимые для осуществления проекта затраты и пользуется всеми его результатами.

Определение эффективности участия в проекте осуществляется с целью проверки реализуемости проекта и заинтересованности в нем его участников. На рисунке 1 отражены те виды эффективности, которые могут быть включены в эффективность участия в проекте.

¹ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. И жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 16

² Мазур И. И., Шапиро В. Д., Коротков Э.М., Ольдерогге Н.Г. Корпоративный менеджмент. – М.: Омега-Л, 2005, с. 1077

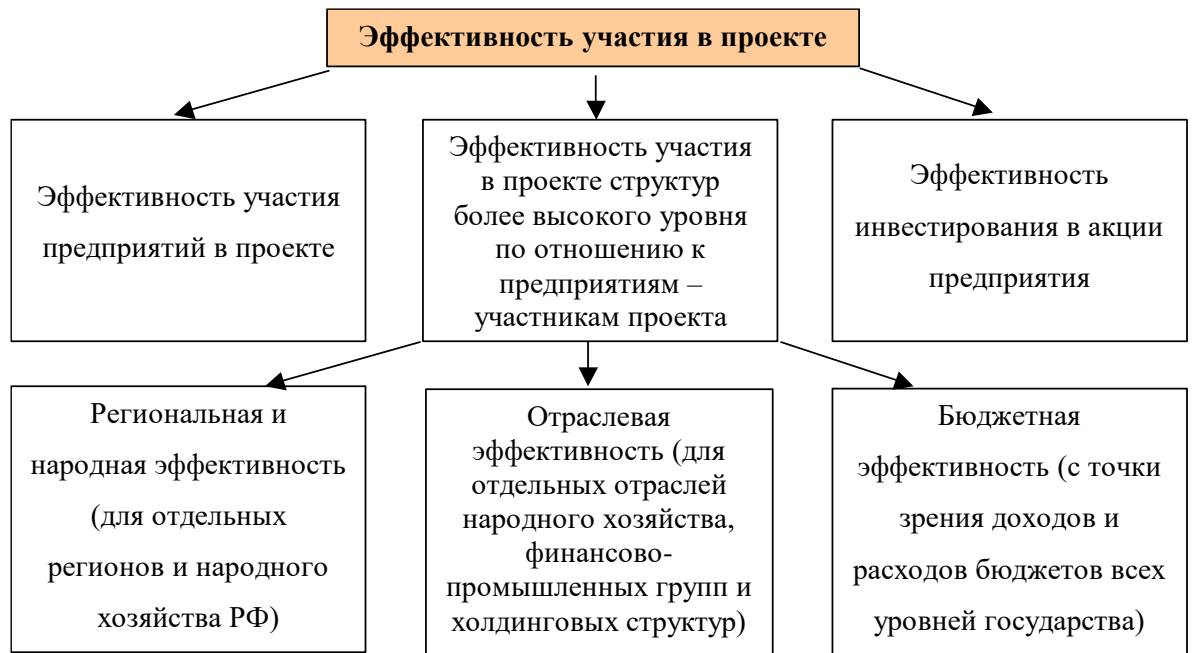


Рис. 1. Виды эффективности участия в проекте

Источник: Исследование автора

На макроэкономическом уровне *экономическая эффективность* - это интегральный показатель различных уровней экономических систем, выраженный соотношением внутреннего валового продукта (ВВП) к затраченным ресурсам и является основным показателем эффективности национальной экономики.

На микроэкономическом уровне (предприятия, организации) *экономическая эффективность* — это соотношение объемов продаж (выручки) к объему затраченных человеческих, капитальных и сырьевых ресурсов. Для предприятий она выражается в достижении максимального объема производства требуемого уровня качества с минимальными затратами и напрямую зависит от рынка, а именно спроса потребителя.

На основании данных определений формулируется прямая и обратная задачи производства. Прямая задача предполагает достижение максимального эффекта в условиях ограниченных затрат, тогда как обратная задача ориентирована на достижение заданного эффекта в условиях минимальных затрат.

На основании анализа понятия экономической эффективности было сформулировано ее определение для целей данного диссертационного исследования. Так как объектом исследования являются нефтедобывающие компании, а предметом исследования являются совокупность подходов и методов комплексной оценки экономической эффективности эксплуатации месторождений нефтегазодобывающих компаний, то *под экономической эффективностью нефтегазодобывающих компаний будем понимать соотношение объемов доходов от добычи нефти к объемам операционных затрат на эксплуатацию всех производственных единиц и инфраструктурных объектов.*

Под *единицей производства* в диссертационном исследовании будем понимать единицу выработки природного сырья. К основным единицам производства будем относить скважину, куст, месторождение, цех и компанию в целом.

Под *инфраструктурным объектом* будем понимать объекты цепочки производственного процесса, обеспечивающие сбор, подготовку и транспортировку природных ресурсов в технологическом процессе добычи на всех этапах производственного цикла. К ним относятся дожимная насосная станция, центральный пункт сбора, установка комплексной подготовки нефти, трубопроводы и другие объекты. Более детально производственные единицы и инфраструктурные объекты рассмотрены в разделе 3.1.

Эффективной будем считать такую организацию производства, при котором достижение текущего объема производства невозможно в условиях меньших расходов, а дальнейшее наращивание объемов добычи экономически не целесообразно, ввиду непропорционального увеличения текущих операционных расходов.

Подходы к оценке экономической эффективности. Статистические и динамические методы.

В целом, представленные определения эффективности разнятся, несмотря на общую сущность. Вследствие этого, показатели эффективности для

каждого из приведенных определений зависят от того, качественные или количественные методы лежат в его основе.

Для целей оценки эффективности производства используются ряд показателей, таких как производительность труда, рентабельность, фондоотдача, прибыльность, окупаемость и другие, на основании которых сравниваются различные варианты инвестирования, разрабатываются решения производственных проблем и стратегии дальнейшего развития.

Крылов Э.И. (1991) характеризовал критерий экономической эффективности как «максимум эффекта с каждой единицы затрат общественного труда или минимум затрат общественного труда на каждую единицу эффекта».¹ Автор подчеркивал, что в экономике не существует единого мнения относительно управления экономической эффективностью и что часть исследователей придерживаются мнения о существовании единого обобщенного коэффициента управления, в то время как другие экономисты опираются на систему критериев эффективности². Этот тезис автор раскрывает при описании четырех направлений к определению понятия экономической эффективности. По его мнению, экономисты первого направления считают, что эффективность измеряется соотношением объема чистой производимой продукции к производственным фондам, оборотным средствам и сумме оплате труда. Приверженцы второго направления полагают, что экономическая эффективность измеряется показателем отношения объемов выручки к объемам затрат на единицу продукции. Подходы исследователей третьего направления отличаются от других подходов включением в оценку не только прямых, но и единовременных дополнительных затрат. И, наконец, экономисты четвертого направления считают, что экономическая эффективность измеряется показателем чистой прибыли.

¹ Крылов Э.И. Анализ эффективности производства, научно-технического прогресса и хозяйственного механизма. М.: Финансы и статистика, 1991. – С. 8.

² Крылов Э.И. Анализ эффективности производства, научно-технического прогресса и хозяйственного механизма. М.: Финансы и статистика, 1991. – С. 6-18.

Таким образом, при характеристике экономической эффективности деятельности компании в целом, исследователи не пришли к единому мнению по оценке эффективности только производственной (операционной) деятельности предприятия. Однако, обобщенно, большинство исследований в области экономической эффективности производства сводится к сопоставлению доходов от производства и расходов ресурсов, затраченных на производство.

В работах Крылова Э.И. экономическая эффективность определяется как прибыль, или разница между денежными притоками и оттоками¹, что было взято за основу при оценке притоков и оттоков операционной деятельности нефтегазодобывающего предприятия, рассмотренной подробнее в Главе 3 диссертационного исследования.

В ряде случаев экономическая эффективность оценивается показателем рентабельности, которая в некоторых источниках характеризуется соотношением эффекта к затраченным ресурсам^{2,3,4}. Другие источники, например Шеремет и Негашев (2006), считают, что экономическая эффективность и рентабельность могут быть определены не только соотношением, но и прямой разностью между доходами (выручкой) и расходами денежных средств⁵.

Бланк отмечал, что наиболее полная оценка эффективности обеспечивается за счет системы коэффициентов рентабельности⁶. При этом выделяют абсолютную и относительную рентабельность. Лисицина в своем исследовании рассчитывает формулу рентабельности через отношение денежного потока и выручки от реализации продукции⁷.

¹ Крылов Э.И. Анализ эффективности производства, научно-технического прогресса и хозяйственного механизма. М.: Финансы и статистика, 1991. – С. 41-92.

² Румянцева Е.Е. Новая экономическая энциклопедия. 3-е изд. – М.: ИНФРА-М, 2008. – VI. - С.510-511

³ Сычев Н.Г. Финансы промышленности: Учебник. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 1982. - с. 159-166

⁴ Уткин Э.А., Мырынюк И.В. Контроллинг, российская практика. - М.: Финансы и статистика, 1999.- С. 177

⁵ Шеремет А.Д., Негашев Е.В. Методика финансового анализа деятельности коммерческих организаций. М.: ИНФРА-М, 2006. –С. 6-11

⁶ Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.2. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – С.12-150

⁷ Лисицина Е.В. Статистический подход к коэффициентному методу в финансовом экспресс-анализе предприятия. //Финансовый менеджмент №1, 2001, С.48-55

Крылов, Власова и Журавкова (2003) анализировали следующие показатели эффективности производственной деятельности¹:

- 1) Затраты на 1 рубль реализованной продукции.
- 2) Сравнительная экономия расходов на производство.
- 3) Добавленная стоимость, а также ее прирост по сравнению с базисным уровнем за счет различных факторов, в том числе экономии затрат.
- 4) Доход и его прирост относительно базисного уровня.
- 5) Потенциальная прибыль и ее прирост относительно базисного уровня.
- 6) Доля прироста добавленной стоимости и чистой прибыли в результате снижения себестоимости продукции относительно базисного уровня.

При оценке прибыли, как критерия экономической эффективности, исследователи базируются на показателях валовой прибыли (выручка от продаж минус себестоимость проданных товаров), прибыли от продаж (валовая прибыль за вычетом коммерческих и управленческих расходов), прибыли до налогообложения (сумма прибыли от продаж с прибылью от операционной и вне-реализационной деятельности), прибыли от обычной деятельности (прибыль до налогообложения минус налог на прибыль и прочие платежи), чистую прибыль (прибыль от обычной деятельности плюс сальдо чрезвычайных доходов и расходов)².

Существует несколько классификаций методов оценки экономической эффективности. В целом, все методы разделяют на применимые в условиях полной определенности в отношении получаемого результата и на методы оценки эффективности в условиях неопределенности.

С точки зрения критерия экономической эффективности, все методы делятся на:

¹ Крылов Э.И., Власов В.М., Журавкова И.В. Анализ эффективности инвестиционной и инновационной деятельности предприятия: Учеб. Пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2003. - 483-569.

² Шеремет А.Д., Негашев Е.В. Методика финансового анализа деятельности коммерческих организаций. М.: ИНФРА-М, 2006. – С. 23-53.

- *Абсолютные*, основанные на оценке абсолютной разницы между выплатами и поступлениями;
- *Относительные*, базирующиеся на соотношении поступлений от проекта к начальным инвестициям;
- *Временные*, основанные на анализе периода окупаемости инвестиций.

С точки зрения учета фактора времени выделяют *статические* и *динамические* методы оценки экономической эффективности.

Статические методы наиболее приемлемы на ранних стадиях оценки привлекательности инвестиций и предназначены для быстрой и приближённой оценки. К статическим методам относятся методы чистого дохода (Net Value, NV), рентабельности инвестиций (Return on Investment, ROI), срока окупаемости (Payback Period, PP). Формулы определения статистических показателей приведены в табл. 2.

Таблица 2. Формулы статических показателей оценки эффективности

Формула показателя, условие принятия проекта	№	Расшифровка
$NV = \sum_{t=0}^k CF_t,$ Условие: $NV > 0$	(1)	CF_t - значение денежного потока, $t = 0, 1, 2 \dots k$ – шаг расчётного периода, k – число интервалов в течение инвестиционного периода жизненного цикла
$ROI = \frac{P}{T \cdot I_0},$ Условие: $ROI >$ приемлемой нормы прибыли	(2)	P^1 – сумма чистой прибыли, ожидаемая в ходе реализации проекта; T – период времени получения прибыли; I_0 – стоимость инвестированного капитала.
$PP = \frac{I_0}{NV}$	(3)	I_0 – единовременные инвестиции в проект, NV - равномерно поступающий чистый доход

¹ Значение чистой прибыли в формуле для нахождения ROI может быть заменено значением денежных потоков за расчётный период. В этом случае будет найдено CF ROI.

Чистый доход (Net Value, NV) определяется в Методических рекомендациях как накопленное сальдо денежного потока за расчётный период или за первые k шагов расчётного периода¹ (формула 1).

Рентабельность инвестиций (Return on Investment, ROI) определяется как отношение среднегодовой чистой прибыли, ожидаемой в ходе реализации проекта, к затратам необходимого капитала (формула 2)².

К преимуществам показателя ROI относится простота расчета (используется стандартная бухгалтерская информация). Недостаток ROI в том, что используется такой неточный показатель, как прибыль. При этом используют бухгалтерскую прибыль, а не экономическую³, которая получается из бухгалтерской прибыли после вычета фактических затрат, а также прибыли от наилучшего из альтернативных инвестиций⁴.

Срок окупаемости (Payback Period, PP). – это продолжительность периода от начального момента до окупаемости единовременных затрат на реализацию инвестиционного проекта. Момент окупаемости – это тот наиболее ранний момент времени в расчётном периоде, после которого текущий чистый доход становится и далее остаётся неотрицательным⁵. По результатам оценки, отбираются те проекты, которые укладываются в установленный в проекте срок окупаемости. Выбор проекта из совокупности осуществляется в пользу того, срок окупаемости которого короче.

Несмотря на все достоинства статических методов оценки эффективности, существует значимый недостаток, связанный с тем, что денежные потоки,

¹ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Коссов В. В., Лившиц В. Н., Шахназаров А. Г. – М.: ОАО «НПО «Изд-во «Экономика», 2000, С. 26.

² Менеджмент технологических инноваций: Учеб. пособие / Д. С. Евстафьев, Н. Н. Молчанов, О. В. Мотовилов и др.; Под ред. С. В. Валдайцева, Н. Н. Молчанова. – СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2003, стр. 122

³ Об утверждении федерального стандарта оценки «Общие понятия оценки, подходы к оценке и требования к проведению оценки (ФСО №1)»: приказ Минэкономразвития РФ от 20.07.2007 № 256 (ред. от 22.10.2010). Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения 10.08.2015).

⁴ Менеджмент технологических инноваций: Учеб. пособие / Д. С. Евстафьев, Н. Н. Молчанов, О. В. Мотовилов и др.; Под ред. С. В. Валдайцева, Н. Н. Молчанова. – СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2003, стр. 123

⁵ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Коссов В. В., Лившиц В. Н., Шахназаров А. Г. – М.: ОАО «НПО «Изд-во «Экономика», 2000, С. 28.

возникающие в разные моменты времени, оцениваются как равноценные, то есть статические методы не учитывают изменение стоимости денег во времени. Комплексность и точность оценки проекта достигается при использовании динамических методов, которые учитывают фактор времени разновременные расходы и доходы от проекта путем приведения их к единому временному моменту¹.

Динамические методы оценки учитывают следующие факторы, рассмотренные в Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов² и проанализированные более подробно в исследованиях Файншмидта (с.50), Виленского, Лившица и Смоляка³:

- анализ всего жизненного цикла проекта от предпроектного анализа до завершающей стадии реализации;
- моделирование расходов и доходов, формирующих денежные потоки проекта;
- сопоставимость условий различных вариантов реализации проекта;
- принцип положительного и максимального эффекта: эффективным считается тот вариант реализации проекта, который обеспечивает достижение максимального эффекта в сравнении с альтернативными вариантами;
- учет фактора времени, включая его такие характеристики, как динамичность или изменяемость параметров проекта за период, временные разрывы, а также неравноценность экономических параметров, относящихся к различным моментам времени и приоритетность более ранних результатов над поздним;

¹ Теплова Т. В. Финансовый менеджмент: управление капиталом и инвестициями. – М.: ГУ ВШЭ, 2000, С. 469-487

² Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. И жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 19-20

³ Виленский В.П., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика: Учеб.-практ. пособие. М.: Дело, 2001. – С. 240-277

- учет только будущих денежных потоков («принцип неуправляемости прошлым»¹);

- сопоставление эффективности вариантов «до» и «после» проекта;

- рассмотрение всех экономических и неэкономических последствий реализации проекта. При этом для нефтегазового комплекса, эти последствия включают:

- воздействие на окружающую среду и экологию;

- учет несовпадения интересов разных участников проекта, что может оказать влияние на сценарные условия, определяемые на начальном этапе оценки проекта и, в частности, на норму дисконта;

- несколько этапов проведения оценки эффективности: технико-экономическое обоснование проекта и выбор максимально эффективного сценария, определение схемы финансирования, мониторинг реализации проекта;

- учет потребности в оборотном капитале и ее влияние на конечную эффективность проекта;

- учет влияния инфляции, в том числе изменение стоимости сырья, материалов и тарифов во времени;

- учет рисков реализации проекта, стоимостное выражение риска, как правило, учитывается в коэффициенте дисконтирования.

В основе динамических методов лежит инструмент приведения к единому моменту времени – дисконтирование, позволяющее решить проблему изменения стоимости денег во времени, обусловленное тремя причинами: инфляция, или снижение покупательной способности денег, учитываемая посредством индексации показателей; возможность инвестирования и получе-

¹ Виленский В.П., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика: Учеб.-практ. пособие. М.: Дело, 2001. – С. 240-277

ния в результате этого прибыли; «психологическая склонность человека получать деньги сейчас, а не в отдалённом будущем»¹. Коэффициент дисконтирования определяется по формуле²:

$$k_d = \frac{1}{(1+r)^{t_n-t_0}} \quad (4)$$

где k_d – коэффициент дисконтирования, r - ставка дисконтирования, t_n - шаг проекта в расчетный момент времени, t_0 – момент начала реализации проекта.

Для каждого конкретного инвестора и для каждого инвестиционного проекта дисконтная ставка должна определяться индивидуально. Бланк (1999) утверждает, что выбор ставки дисконтирования должен быть «дифференцирован для различных инвестиционных проектов» по уровню риска, ликвидности и прочих индивидуальных характеристик каждого проекта³. Общий принцип ее определения: дисконтная ставка должна быть равна ставке наилучшего альтернативного для инвестора варианта вложения капитала, от которого инвестор отказывается в пользу анализируемого проекта.

Для безрисковых проектов обычно в качестве ставки дисконта используется безрисковая ставка (например, процент дохода по государственным облигациям).⁴ Если же проект характеризуется рискованностью, то безрисковая ставка корректируется с учётом риска по данному проекту⁵.

Как известно, различают коммерческую, социальную и бюджетную нормы дисконта, а также норму дисконта участников проекта. Коммерческая ставка дисконтирования рассчитывается с учетом альтернативной эффективности использования инвестиций. Социальная ставка дисконтирования позво-

¹ Менеджмент технологических инноваций: Учеб. пособие / Д. С. Евстафьев, Н. Н. Молчанов, О. В. Мотовилов и др.; Под ред. С. В. Валдайцева, Н. Н. Молчанова. – СПб.: Изд-во С.-Петерб. ун-та, 2003, С. 124

² Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. И жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 24

³ Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.2. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – С.58

⁴ Ориентироваться нужно на такие государственные облигации, до погашения которых осталось столько же времени, сколько будет действовать инвестиционный проект.

⁵ В данном диссертационном исследовании проблема определения премии за риск при выборе ставки дисконта не рассматривается, поскольку она (проблема) требует отдельного и тщательного изучения.

ляет рассчитать общественную эффективность проекта и устанавливается централизовано органами правления народным хозяйством. Бюджетная ставка дисконтирования характеризует альтернативную стоимость бюджета и используется при анализе бюджетной эффективности. Ставка дисконтирования участников проекта отражает эффективность участников проекта и задается самими участниками¹.

Метод определения ставки дисконта варьируется в источниках литературы. Наиболее часто ставка дисконтирования рассчитывается как *средневзвешенная стоимость капитала* или *кумулятивным методом*.

WACC (Weight average cost of capital) – это *средневзвешенная стоимость капитала*, используемая при оценке инвестиций.² Она отражает ставку ожидаемого дохода, при котором инвестирование целесообразно и рассчитывается на основании средневзвешенной суммы источников финансирования^{3,4}.

$$, WACC = d_{ск} \cdot i_{ск} + d_{зк} \cdot i_{кр} \cdot (1 - h) \quad (5)$$

где $d_{ск}$ - доля собственного капитала, $d_{зк}$ - доля заёмного капитала, $i_{ск}$ - норма дохода на собственный капитал, $i_{кр}$ - ставка по доступным для предприятия кредитам, h – ставка налога на прибыль.

При этом для оценки стоимости собственного капитала $i_{ск}$ используется модель оценки долгосрочных активов CAPM (Capital Assets Pricing Model, «CAPM»)⁵, разработанной в 1960-е годы Шапре⁶ и освещенной в работах Крушвица⁷ и других авторов, в основе которой лежит взаимосвязь между риском

¹ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 24-25.

² Лимитовский М.А., Лобанова Е.Н., Минасян В.Б., Паламарчук Е.Н., Корпоративный финансовый менеджмент: учебно-практическое пособие. – М.: Издательство Юрайт, 2012. – 990 с.

³ Ignacio Velez-Pareja, D. Tham, A Note on the Weighted Average Cost of Capital WACC.

⁴ <http://finapex.ru/information/multipliers/116-multiplier-wacc>.

⁵ Brealey, A., Myers, A.C. & Merton R.C. (2011) Principles of corporate finance. 10th ed. cm.—The McGraw-Hill/Irwin, NY, p. 185-212.

⁶ Sharpe, W. F. (1970) Portfolio Theory and Capital Markets. New York, McGraw-Hill, 20-32.

⁷ Крушвиц Л. Инвестиционные расчеты / Пер. с нем. Под общей редакцией В.В. Ковалева и З.А. Сабова - СПб: Питер, 2001. – С.293-297.

и прибылью с точки зрения рыночного равновесия. Формула расчета ставки дисконтирования при использовании модели оценки долгосрочных активов¹:

$$r = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

где r_f – безрисковая ставка процента («risk-free»), с гарантированными денежными потоками в будущем², β – бета, показатель риска рынка, отражающий чувствительность портфолио компании к изменениям рынка³, r_m – рыночная ставка процента («market rate»).

Модель CAPM отражает корреляцию стоимости капитала компании с динамикой рынка. В частности, коэффициент бета показывает чувствительность акций компании к колебаниям рыночного, или систематического, риска. Если $\beta = 1$, акции компании коррелируются с колебаниями рынка. $\beta > 1$, показывает, что при росте рынка стоимость акций компании растет быстрее, и наоборот, в случае падения рынка, стоимость акций компаний будет снижаться быстрее.

Премия за риск ($r_m - r_f$) отражает величину, на которую среднерыночные ставки фондового рынка превышают доходные ставки по безрисковым ценным бумагам (государственным облигациям).⁴

Недостатком метода CAPM является то, что его сложно применить к компаниям, акции которой не котируются на рынке. Другая сложность относится к определению бета-коэффициента для компаний, у которых нет достаточно статистических данных для его расчета. При возникновении этих сложностей, как правило, используют компании-аналоги или применяются альтернативные методы оценки ставки дисконтирования.⁵

¹ Брейли Р., Майерс С. Принципы корпоративных финансов: Пер с англ. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 1997.- С.217.

² Damodaran, A. Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset. Second Edition, John Wiley & Sons, Inc., 2012. p.15-33

³ Brealey, A., Myers, A.C. & Merton R.C. (2011) Principles of corporate finance. 10th ed. cm.—The McGraw-Hill/Irwin, NY, p. 156-184.

⁴ Damodaran A. What is the risk free rate? A search for the Basic Building Block // DAMODARAN.COM.: 2008. URL: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/papers/riskfreerate.pdf>.

⁵ Синадский В. Расчет ставки дисконтирования // «Финансовый директор» № 4, 2003.

Оценка ставки дисконтирования *кумулятивным методом* основывается на следующей формуле¹:

$$d = E_{\min} + I + r \quad (6)$$

где d - номинальная ставка дисконтирования; E_{\min} - минимальная реальная ставка дисконтирования (как правило тридцатилетние государственные облигации США); I - темп инфляции; r - коэффициент учета инвестиционного риска, или премия за риск.

Инвестиционный риск предполагает учет риска политическо-экономической обстановки в стране, риска ненадежности участников проекта (поставщиков, подрядчиков и прочих), а также риск недостижения проектного уровня доходов². Чем выше ставка дисконтирования, тем большую степень риска должна учитываться при оценке и принятии решения по реализации проекта.

Недостатком данного метода является его общий характер. Замена на инфляцию и минимальную реальную ставку не позволяет учитывать стоимость капитала индивидуальной компании. Кроме того, компоненты риска часто определяются субъективно без учета специфики компании.

В этой связи, для целей данного диссертационного исследования была использована ставка дисконтирования, рассчитанная на основании WACC. Для целей данного проекта использовалась шкала ставок дисконтирования WACC с учетом премии за риск, разработанная экспертами в сфере инвестиционного проектирования ООО «Альт-Инвест» и приведенная в табл. 4.

¹ Касатов А.Д. Развитие экономических методов управления интегрированными корпоративными структурами в промышленности: инвестиционный аспект. М.: «Экономическая газета», 2010. - 324 с.

² Об оценке эффективности инвестиционных проектов: Методические рекомендации. Утверждено 21.06.1999 г., Минэкономики, Минфином, Госстроем России. Официальное издание. М.: Экономика, 2000.

Таблица 3. Шкала ставок дисконтирования ОАО «Альт-Инвест» по типам проекта¹

Характеристика источника риска проекта	Премия за риск	WACC + премия за риск
Проект, поддерживающий производство	0%	18%
Расширение производства	3%	21%
Выход на новые рынки	6%	24%
Смежные области бизнеса (новый продукт)	9%	27%
Новые отрасли	12%	30%

Источник: ООО «Альт-Инвест»

При этом премия за риск определяется на основании «Положения об оценке эффективности инвестиционных проектов при размещении на конкурсной основе централизованных инвестиционных ресурсов бюджета развития Российской Федерации», утвержденной Постановлением Правительства РФ №1470 от 22.11.97². Альтернативным подходом оценки премии за риск является методика учета влияния на величину риска различных факторов, таких как необходимость и продолжительность НИОКР, характеристики используемых технологий (традиционная/новая), неопределенность и волатильность цены на продукцию, нестабильность производства, неопределенность внешней среды, неопределенность освоения технологического процесса и другие факторы³.

Так как проекты, рассматриваемые в данном исследовании, относятся к поддержке или расширению производства, ставка дисконтирования, использованная в диссертации, была определена как средняя арифметическая для ставок этих типов проектов:

¹ Комплект методических материалов по теме «Практика коммерческой оценки и экспертизы инвестиционных проектов в промышленности». ООО «Альт-Инвест», Москва, 2006. - С.71.

² Комплект методических материалов по теме «Практика коммерческой оценки и экспертизы инвестиционных проектов в промышленности». ООО «Альт-Инвест», Москва, 2006.- С.71.

³ Касатов А.Д. Развитие экономических методов управления интегрированными корпоративными структурами в промышленности: инвестиционный аспект. М.: «Экономическая газета», 2010. - 324 с.

$$d = \frac{18\%+21\%}{2} \approx 20\% \quad (7)$$

Таким образом, ставка дисконтирования, использованная при расчетах динамических показателей эффективности, была взята на уровне 20%.

Выделяют следующие динамические методы оценки инвестиционных проектов, в основе которых учитывается фактор дисконтирования^{1,2,3}.

1. Метод дисконтированных денежных потоков (*Discounted cash flows*, «*DCF*») - общий метод оценки, основанный на анализе разницы дисконтированных денежных притоков и оттоков. Дисконтированный денежный поток равен разнице между дисконтированными притоками и операционными оттоками, относимыми на этот объект⁴.

2. Метод чистой приведенной стоимости или чистого приведенного дохода (*net present value*, «*NPV*») является важнейшим и наиболее универсальным показателем эффективности инвестиционных проектов и позволяет сделать вывод на основе сравнения суммы будущих дисконтированных денежных потоков с требуемыми для реализации инвестициями. Согласно новой экономической энциклопедии, чистая текущая стоимость (NPV) – это такой метод оценки инвестиций, при котором «рассчитывается дисконтированная стоимость всех будущих поступлений за вычетом дисконтированной стоимости издержек (инвестиций)». Недостатком показателя NPV является то, что он является абсолютной величиной, не позволяющей дать качественную характеристику эффективности инвестиционного проекта.

3. Метод индекса доходности (*profitability index*, «*PI*») – определяет уровень доходности на единицу вложенных инвестиций. Основным преиму-

¹ Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.2. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – С.57-80.

² Четыркин Е.М. Методы финансовых и коммерческих расчетов. - 2-е изд., испр. и доп. - М.: «Дело ЛТД», 1995. – С. 282-285.

³ Ильин А.И. Планирование на предприятии: учеб. пособие. 9-е изд., стер. – Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2014. – С. 156-161.

⁴ Четыркин Е.М. Методы финансовых и коммерческих расчетов. - 2-е изд., испр. и доп. - М.: «Дело ЛТД», 1995. – С. 282-285.

ществом показателя индекс доходности является то, что он позволяет дать качественную характеристику эффективности проекта и сравнить проект с альтернативными.

4. Метод внутренней нормы рентабельности (*internal rate of return*, «IRR») отражает эффективность капитальных и операционных затрат в проект и позволяет определить такую ставку дисконтирования, при которой NPV принимает нулевое значение. Экономический смысл показателя IRR в том, что он отражает максимально допустимый уровень расходов, относимых на данный проект. Если проект финансируется за счёт заемных средств, значение IRR отражает верхнюю границу уровня банковской процентной ставки. Так как для инвестиционного проекта коммерческая организация использует как собственные, так и заёмные источники финансирования, то для оценки эффективности проекта рекомендуется сравнивать IRR с WACC^{1, 2,3, 4,5}.

5. Метод дисконтированного периода окупаемости – позволяет определить срок возврата вложенных в проект инвестиций.

Формулы оценки динамических показателей и условия принятия решения по реализации проекта приведены в табл. 5.

Таблица 4. Формулы динамических показателей оценки эффективности^б

Формула показателя, условие принятия проекта	№	Расшифровка
--	---	-------------

¹ Хан Д. Пик. Планирование и контроль: концепция контроллинга.: Пер. с нем./ Под ред. и с предисл. А.А. Турчака, Л.Г. Головача, М.Л. Лукашевича. - М. : Финансы и статистика, 1997. - с. 192-202

² Автор книги «Методы оценки инвестиционных проектов» Ковалев В. В. уточняет, что сравнение IRR с WACC применимо только для акционерных обществ. «В организациях, не являющихся акционерными, некоторым аналогом показателя WACC является уровень издержек производства и обращения (дебетовый оборот счёта 46 «Реализация») в процентах к общей сумме авансированного капитала». Однако независимо от того, с чем сравнивается значение IRR, считается, что проект следует принять, если его IRR больше некоторой приемлемой пороговой величины, поэтому при прочих равных условиях, как правило, выбирается проект с наибольшим IRR.

³ Ковалев В. В. Методы оценки инвестиционных проектов. – М.: Финансы и статистика, 2002, с. - 64

⁴ Ковалев В. В. Введение в финансовый менеджмент. – М.: Финансы и статистика, 2005, с. - 42-57

⁵ Ковалев Г. Д. Основы инновационного менеджмента. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 1999, - с. 15-22

^б Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Коссов В. В., Лившиц В. Н., Шахназаров А. Г. – М.: ОАО «НПО «Изд-во «Экономика», 2000, С. 27.

$DCF_t = \frac{CF_t}{(1+i)^t},$ <p>Условие: $DCF > 0$</p>	(8)	DCF_t - будущее значение денежного потока в период t , CF_t - денежный поток в период t , i - дисконтная ставка, t - номер периода
$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t}$ <p>Условие: $NPV > 0$</p>	(9)	I_0 - первоначальные инвестиции в проект, CF_t - денежные потоки соответствующего периода (например, года), N - количество периодов, в которых определены (спрогнозированы) денежные потоки, i - дисконтная ставка, $t = 1, 2, 3, \dots N$ - номер периода.
$PI = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t}}{I_0}$ <p>Условие: $PI > 1$</p>	(10)	I_0 - первоначальные инвестиции в проект, CF_t - денежные потоки соответствующего периода (например, года), N - количество периодов, в которых определены (спрогнозированы) денежные потоки, i - дисконтная ставка, $t = 1, 2, 3, \dots N$ - номер периода.
$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0$ <p>Условие: $IRR > WACC$</p>	(11)	I_0 - первоначальные инвестиции в проект, CF_t - денежные потоки соответствующего периода (например, года), N - количество периодов, в которых определены (спрогнозированы) денежные потоки, $t = 1, 2, 3, \dots N$ - номер периода.
$\begin{cases} \sum_{t=0}^{DPP} \frac{CF_t}{(1+i)^t} \geq 0 \\ \sum_{t=1}^{DPP-1} \frac{CF_t}{(1+i)^t} < 0 \end{cases},$	(12)	CF_t - денежные потоки в год t , $\sum_{t=1}^{DPP-1} CF_t$ - сумма денежных потоков за $(DPP-1)$ лет, i - дисконтная ставка, $t = 1, 2, 3, \dots DPP$ - номер периода (года) до момента окупаемости проекта.

Каждый из описанных динамических показателей экономической эффективности играет важную роль при оценке эффективности проектов. В этой связи при определении эффективности проектов, как правило, опираются на результаты анализа не одного, а нескольких показателей. При этом важно учитывать специфику отрасли и компании.

Статические и динамические методы оценки, используемые в нефтяных компаниях, были освещены в работах Смирнова и Паненко (1998), исследующих принципы планирования инвестиций в основные производственные

фонды нефтегазодобывающих предприятий¹. Динамические методы оценки также освещались в работе Пономаревой (1997). Автор подчеркивала, что динамические модели оценки эффективности, обеспечивающие рентабельную разработку нефтяных месторождений, являются наиболее используемыми как в российской так и в зарубежной практике.

Методы оценки эффективности и принятия управленческих решений в условиях неопределенности описаны в работах Садчикова И.А. изучающих влияние факторов неопределенности через когнитивное моделирование.²

Методика оценки, предложенная в диссертационном исследовании, основана на совмещении абсолютных статистических и временных динамических показателей. При этом разработанные направления анализа, предложенные в диссертации можно условно группировать в разрезе статистических и экономических методов, представленных в табл. 6

Таблица 5. Статистические и динамические методы, использованные в диссертационном исследовании, в разрезе групп

Статистические методы	Динамические методы
Метод 1. Текущий анализ эффективности эксплуатации производственных единиц и инфраструктурных объектов / оценка денежных потоков (CF анализ)	Метод 1. Анализ будущей эффективности эксплуатации производственных единиц и инфраструктурных объектов. (DCF анализ)
Метод 2. Текущий анализ точки безубыточности добычи и периода безубыточности эксплуатации	Метод 2. Составление прогнозов выбытия производственных единиц и инфраструктурных объектов в нерентабельный фонд (DPP анализ)
	Метод 3. Оценка экономической эффективности ввода в эксплуатацию инфраструктурных объектов производства в будущие периоды (NPV анализ)

Источник: исследование автора

¹ Смирнов Е.Б., Паненко И.А. Методы оценки эффективности инвестиционных проектов строительства и реконструкции основных фондов // Нефтяное хозяйство.- 1998.- № - С.7-9.

² Садчиков И.А., Балукова В.А., Классификация факторов развития нефтеперерабатывающих предприятий // Известия высших учебных заведений. Серия: экономика, финансы и управление производством. 2012. №3 (13). С. 52-54

При этом в основе статических методов, предложенных в диссертации, заложены принципы анализа критериев абсолютной рентабельности, предложенные Бланком, рассматривающие абсолютную разницу между положительными и отрицательными денежными потоками, генерируемыми при эксплуатации производственных единиц и инфраструктурных объектов. Что касается динамических методов, в диссертационном исследовании используется принцип дисконтированных денежных потоков с учетом факторов атрибутивных понятию времени и рассмотренных в исследованиях Файншмидта, Тепловой, Виленского и др.

1.2. Денежный поток как показатель экономической эффективности

Общее понятие денежного потока. Денежный поток от операционной деятельности.

Денежные потоки (*Cash Flows*, «CF») рассматривались в работах ряда российских и зарубежных исследователей в области экономики. Липсиц и Косов (2003) определяют денежный поток как «чистый результат коммерческой деятельности фирмы»¹. Воронцовский (1999) определяет денежный поток как поток, компоненты которого отражают дельту между доходами и расходами.

Бланк определяет денежный поток (по англ. *Cash Flow*, «CF») как «совокупность распределенных во времени поступлений и выплат денежных средств, генерируемых его хозяйственной деятельностью»². Он отмечает также, что денежный поток является основным показателем, характеризующим эффект от понесенных инвестиций в виде возвращаемых инвестору денежных средств.

¹ Липсиц И. В., Косов В. В. Инвестиционный анализ. Подготовка и оценка инвестиций в реальные активы: Учебник. — М.: ИНФА-М, 2013.- С.12.

² Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.2. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – С.129.

Злотникова, Колядов, Тарасенко, говоря о денежном потоке нефтегазовых компаний, характеризуют его как «совокупность поступлений и выплат денежных средств от производственно-хозяйственной деятельности»¹.

В Методических рекомендациях по оценке инвестиционных проектов денежные потоки характеризуются как зависимые от времени поступления и платежи, оцениваемые для всего расчетного периода².

Несмотря на масштабное использование понятия денежных потоков для решения широкого спектра экономических задач, многие специалисты дают сравнительно узкое определение денежному потоку, характеризуя его как движение исключительно денежных средств. Так, Бригхем определял денежный поток как «фактически чистые денежные средства, которые приходят в фирму или тратятся (или тратятся ею) на протяжении определенного периода»³. Понятие денежных потоков нашло широкое применение в оценке стоимости бизнеса. Однако при этом рассматриваются только долгосрочные денежные потоки, комплексно отражающие реальную стоимость компании⁴.

Таким образом, общность представленных определений понятия денежных потоков состоит в характеристике потоков как разницы между притоками и оттоками. Противоречивость же мнений исследователей этой области заключается в том, что некоторые из них при характеристике денежного потока являются приверженцами финансовых концепций капитала и учитывают исключительно потоки движения денежных средств, тогда как другие ученые включают в понятие денежных потоков движение любых активов предприятия в денежном выражении.

Под денежным потоком нефтегазодобывающей компании будем понимать притоки и оттоки ее денежных и неденежных активов выраженные в

¹ Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых областях: Учебник: 2-е изд., перераб. и доп. – М.:МАКС Пресс, 2008. - С.52.

² Методическое рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. И жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – с. 25

³ Бригхэм Ю.Ф. Основы финансового менеджмента, с. 425

⁴ Коупленд Т., Коллер Т., Муррин Дж. Стоимость компаний: оценка и управление. - 3-е изд., перераб. и доп. / Пер. с англ. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2005. — С. 84

денежном эквиваленте. В связи с тем, что в диссертации будет исследоваться исключительно операционная деятельность нефтегазодобывающих компаний, фокусом предлагаемого подхода являются операционные денежные потоки, рассмотренные более подробно в главе 3.

Существует ряд классификаций денежных потоков, освещенных в работах таких исследователей как Бирман, Шмидт, Липсиц, Коссов, Воронцовский, Ионова, Селезнева и других авторов.

Наиболее полная версия классификации была предложена Бланком (1999)¹ и дополнена такими исследователями, как Липсиц, Золотникова, Чая и др. Агрегированная классификация денежных потоков компании построена на следующих признаках:

1. По масштабам производственно-хозяйственной деятельности, выделяют денежные потоки: по предприятию в целом; по отдельным видам деятельности компании; по структурным подразделениям; по хозяйственным операциям.

2. По видам хозяйственной деятельности (Таблица 7) различают²:

1) Денежные потоки от операционной деятельности - связанные с производством и реализацией продукции и услуг, в том числе к притокам относят выручку от реализации и внереализационные расходы, а к оттокам – издержки на производство и налоговые выплаты.

2) Денежные потоки от инвестиционной деятельности – денежные потоки, связанные с приобретением и реализацией долгосрочных активов и прочих инвестиций, не являющихся денежными эквивалентами³.

3) Денежные потоки от финансовой деятельности относятся к финансовым операциям. При этом притоки включают вложение собственных и заемных средств, в том числе за счет выпуска ценных бумаг, в то время как под

¹ Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.2. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – С.129-200

² Липсиц И. В., Коссов В. В. Инвестиционный анализ. Подготовка и оценка инвестиций в реальные активы: Учебник. — М.: ИНФА-М, 2013.- С.13

³ Чая В.Т. Международные стандарты финансовой отчетности. International Accounting Standards. International Financial Reporting Standards: учебник / В.Т. Чая, Г.В. Чая. – М.: КНОРУС, 2006. – С. 255

оттоками понимается выплаты дивидендов по ценным бумагам и задолженности по займам.

Таблица 6. Классификация денежных потоков компании по видам деятельности

Денежный поток от инвестиционной деятельности	
Притоки	Оттоки
продажа активов	капитальные вложения затраты на пуско-наладочные работы ликвидационные затраты в конце проекта затраты на увеличение оборотного капитала
поступления за счёт уменьшения оборотного капитала	средства, вложенные в дополнительные фонды затраты на покупку месторождений и других предприятий
Денежный поток от операционной деятельности	
Притоки	Оттоки
выручка от реализации прочие и внереализационные доходы	производственные издержки налоги
Денежный поток от финансовой деятельности	
Притоки	Оттоки
вложения собственного (акционерного) капитала привлечённые средства: субсидии дотации заёмные средства	затраты на возврат и обслуживание займов и выпущенных предприятием долговых ценных бумаг выплата дивидендов по акциям предприятия

Источник: исследования автора

3. По характеру движения выделяют¹: положительные денежные потоки, отражающие суммы поступлений (притоков); отрицательные денежные потоки, отражающие сумму выплат (оттоков). При этом, как правило, положительный поток формируется за счет операционной и финансовой деятельности, а отрицательный – за счет инвестиционной деятельности компании.

1) По методу определения объема различают: валовые денежные потоки, определяющиеся суммой всех притоков и оттоков; чистые денежные потоки – непосредственная разность между поступлениями и оттоками².

4. По уровню необходимой достаточности выделяют³:

¹ Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых областях: Учебник: 2-е изд., перераб. и доп. – М.:МАКС Пресс, 2008. - С.52.

² Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых областях: Учебник: 2-е изд., перераб. и доп. – М.:МАКС Пресс, 2008. - С.52.

³ Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых областях: Учебник: 2-е изд., перераб. и доп. – М.:МАКС Пресс, 2008. - С.52.

1) Избыточные денежные потоки, понятие которых коррелирует с понятием положительных потоков.

2) Дефицитные денежные потоки, коррелирующийся с понятием отрицательных потоков.

5. По методу учета фактора времени оценивают¹:

1) Настоящие денежные потоки – денежные потоки текущего момента времени, не учитывающие инфляцию.

2) Будущие денежные потоки – денежные потоки в предстоящих периодах, учитывающие фактор инфляции и дисконтирования. Будущие денежные потоки рассчитываются в текущих или реальных фиксированных ценах (без учета инфляции), прогнозных или номинальных ценах (с учетом инфляции), а также дефлированных ценах (приведение цен к их фиксированному моменту времени посредством деления на общий индекс инфляции).

3) При определении коммерческой эффективности проекта с точки зрения инвесторов полезно использовать денежный поток, который рассчитывается как разница между доступными для инвесторов доходами с проекта (сальдо денежных потоков проекта или денежный поток для собственного капитала) и инвестиционными затратами со стороны инвесторов, которые необходимы для инициации доходов с проекта.

6. По характеру непрерывности формирования выделяют²:

1) Регулярные денежные потоки, производимые системно в определенные моменты времени. При этом по равномерности временных интервалов в периоде различают:

— регулярные денежные потоки с равномерными интервалами времени;

¹ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. И жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 25-26.

² Зубарева В.Д., Золотникова Л.Г., Епифанова Н.П., Матвеев Ф.Р., Иваник В.В., Иванов А.В., Олещук Н.И., Отвагина Л.Н., Саркисов А.С., Семеняка А.Н., Хрычев. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности. - М. : ГТА - Сервис, 2000. – с.176-179

— регулярные денежные потоки с неравномерными интервалами времени;

2) Дискретные денежные потоки, характеризующиеся случайностью и отсутствием систематичности.

Также рассматривается накопленный денежный поток, характеризующийся суммой накопленного сальдо притоков и оттоков с начала реализации проекта на каждом шаге расчетного периода¹.

Сравнение выделяемых в современной теории понятий денежных потоков и использованных в диссертационном исследовании видов денежных потоков приведено в табл. 8.

Таблица 7. Сравнение видов денежных потоков, используемых в современной экономической теории и диссертационном исследовании

Виды денежных потоков	Современная экономическая теория	Использованные и введенные в диссертационном исследовании
<i>По масштабам производственно-хозяйственной деятельности</i>		
По предприятию в целом	✓	✓
По отдельным видам деятельности	✓	<i>не рассматривается</i>
По структурным подразделениям	✓	<i>не рассматривается</i>
По хозяйственным операциям	✓	<i>не рассматривается</i>
<i>По центрам ответственности: - по производственным единицам - по инфраструктурным объектам</i>	<i>Не найдены исследования в существующих источниках</i>	✓ ✓
<i>По видам хозяйственной деятельности</i>		
По операционной деятельности	✓	✓
По инвестиционной деятельности	✓	<i>не рассматривается</i>
По финансовой деятельности	✓	<i>не рассматривается</i>
<i>По характеру движения</i>		
Положительный	✓	✓
Отрицательный	✓	✓

¹ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. И жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 27

<i>Безубыточный (денежный поток предельной рентабельности)</i>	<i>Не найдены исследования в существующих источниках</i>	✓
<i>По методу определения объема</i>		
Валовый	✓	✓
Чистый	✓	<i>не рассматривается</i>
<i>По уровню необходимой достаточности</i>		
Избыточный	✓	✓
Дефицитный	✓	✓
<i>По методу учета фактора времени</i>		
Настоящий	✓	✓
Будущий	✓	✓
<i>По характеру непрерывности формирования</i>		
Регулярный	✓	✓
Дискретный	✓	✓
<i>По равномерности временных интервалов в периоде</i>		
Регулярный с равномерными интервалами времени	✓	✓
Регулярный с неравномерными интервалами времени	✓	✓

Источник: исследование автора

Как уже было отмечено выше в диссертационном исследовании рассматриваются денежные потоки только *от операционной деятельности* нефтегазодобывающей компании. При этом *настоящие денежные потоки* анализируются в диссертации для оценки текущей производственной деятельности, а *будущие денежные потоки* для составления долгосрочных прогнозов эффективности.

Существенным различием и важной особенностью нашего исследования является новый подход к классификации денежных потоков по масштабам производственно-хозяйственной деятельности. Методика, разработанная на основании анализа недостатков существующих подходов современной экономической теории, должна характеризоваться детализацией. В этой связи, в рамках диссертационного исследования вводится понятие *денежных потоков по центрам ответственности* и, в частности, *по производственным единицам*

и инфраструктурным объектам, которые будут подробнее рассмотрены в Главе 3. Кроме того, в теории, как правило, анализируются только положительные и отрицательные денежные потоки, в то время как необходимо ввести и использовать понятие «безубыточный денежный поток», обеспечивающий предельную рентабельность эксплуатации, который также будет рассмотрен подробнее в Главе 3.

Таким образом, на основании проведенного исследования существующих определений денежного потока, их адаптации и дополнения в рамках диссертации, введем следующие понятия денежного потока, объединенные в табл. 9.

Таблица 8. Определения денежных потоков, вводимые
в рамках разработки методики

Понятие	Определение
<i>Денежный поток нефтегазодобывающего предприятия</i>	Разница между всеми притоками (выручка от реализации продукции, прочие источники доходов) и оттоками (затраты на производство, непроизводственные затраты) нефтегазодобывающей компанией
<i>Денежный поток от операционной деятельности нефтегазодобывающей компании</i>	Разница между выручкой от реализации произведенной продукции (нефти, газового конденсата) и расходами, затраченными на ее производство (например, затраты на сырье и материалы, затраты на подрядчиков для выполнения дополнительных видов услуг для обеспечения производственной деятельности, заработная плата персонала, участвующего в операционной деятельности, а также налоговые платежи, связанные с осуществлением операционной деятельности)
<i>Детализированный операционный денежный поток нефтегазодобывающей компании (денежный поток по центрам ответственности)</i>	Операционный денежный поток, представленный как сумма денежных потоков по всем существующим производственным единицам и инфраструктурным объектам

Понятие	Определение
<i>Безубыточный денежный поток нефтегазодобывающей компании</i>	Операционный денежный поток по отдельной производственной единице или инфраструктурному объекту, обеспечивающий безубыточную эксплуатацию и характеризующий предельную рентабельность эксплуатации.

Источник: разработки автора

Денежные потоки от финансово-хозяйственной деятельности компании определяются прямым и косвенным методом. Прямой метод направлен на сопоставление всех денежных притоков и оттоков на основании данных бухгалтерского учета по форме «Отчет о движении денежных средств». При оценке косвенным методом анализируется чистая прибыль в целом по компании ежемесячно на основании формы «Отчет по прибылям и убыткам»¹.

Анализ, предлагаемый в данном исследовании, невозможно осуществить на основании бухгалтерской отчетности, так как он носит детализированный характер, учитывающий сегментацию по центрам образования затрат. В этой связи, одной из задач исследования является анализ существующих форм отчетности нефтегазодобывающей компании и выбор той формы, на основании которой возможно осуществить проведение комплексного детализированного анализа.

В настоящее время основой экономического анализа нефтяных и газовых проектов являются методические рекомендации по оценке инвестиционных проектов (1999), в которых детально описаны общие методы оценки экономической эффективности, применяемые в нефтяных компаниях.²

По мнению Бирмана и Шмидта³ использование показателя денежного потока при оценке эффективности хозяйственной деятельности компании позволяет минимизировать ряд сложностей, возникающих при оценке прибыли и

¹ Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н. Финансовый анализ: учеб. - М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2008. – С. 453-490.

² Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция).- М.: Экономика, Министерство Финансов РФ, Государственный комитет РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике, 1999. – 100 с.

³ Бирман Г., Шмидт С. Капиталовложения: Экономический анализ инвестиционных проектов / Пер. с англ. Под ред. Л.П. Белых. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003. – С. 129-161

связанных с методом амортизации, перечнем расходов, включаемых в стоимость материальных запасов и другие вопросы, возникающие при ведении бухгалтерского баланса, на основании которого оценивается показатель прибыли.

Ван Хорн (1999) определяет денежный поток как¹:

$$CF = (CF_0, CF_1, CF_2, \dots, CF_T)$$

где CF – денежный поток, CF_{0-T} – потоки в различные периоды времени, T – период полезного использования проекта.

Как уже было отмечено, в основе предлагаемой методики детализированного анализа лежит операционный денежный поток нефтегазодобывающих компаний, который рассчитывается по следующей формуле:²

$$OCF = EBIT - Taxes + A\&D \quad (13)$$

где OCF (*Operational Cash Flow*) – операционный денежный поток, $EBIT$ (*Earnings before taxes*) - доход до налогообложения, $Taxes$ - налог на прибыль, $A\&D$ («*Amortisation&Depreciation*») – амортизационные отчисления.

Некоторые источники включают в данную формулу также изменения в оборотном капитале (ΔWC - «*Working capital*»), который представляет сумму запасов и дебиторской задолженности за вычетом и кредиторскую задолженности.)³ В методике детализированной оценки оборотный капитал не учитывался, так как предметом исследования являются производственные единицы и инфраструктурные объекты, а не денежный поток компании в целом.

¹ Ван Хорн Дж. Основы управления финансами / Пер. с англ./Гл. Ред. серии Соколов. Я.В. - М.: Финансы и статистика, 1997. – С. 339-412

² <http://www.investopedia.com/terms/c/cash-flow-from-operating-activities.asp>.

³ <http://www.arborinvestmentplanner.com/what-is-operating-cash-flow/>

Доход до налогообложения (ЕВИТ) рассчитывается как разница между выручкой от реализации продукции и затратами на ее производство.

Амортизация – это целевые отчисления, направленные на накопление денежных средств на компенсацию износа основного капитала (оборудования), эксплуатируемого в процессе производства. Бригхем уделял большое внимание амортизации, считая амортизационные отчисления «наибольшими неденежными расходами»^{1,2,3}. По методам начисления амортизацию разделяют на равномерную амортизацию (амортизация начисляется равными суммами в течение установленного периода), замедленную амортизацию (большая часть отчислений приходится на конец периода) и ускоренную амортизацию (большая часть отчислений приходится на начало периода)⁴. В практике экономической оценки нефтегазодобывающих компаний наиболее часто встречается ускоренная амортизация, которая также используется в данном исследовании в последующих разделах диссертации.

Что касается налогов, то все основные налоги кроме налога на прибыль включается в операционные затраты и учитываются в налогооблагаемом доходе (ЕВИТ). Для целей данного исследования необходимо понимание основных налогов, действующих в нефтегазодобывающем секторе.

Существующая система организации бизнеса крупных вертикально-интегрированных компаний нефтегазодобывающей отрасли базируется на трех основных функциях⁵: организационная (как правило, возлагается на корпоративный центр (КЦ) ВИНК); добывающая (реализуется добывающими дочер-

¹ Бригхэм Основы финансового менеджмента, С. 427.

² Сычев Н.Г. Финансы промышленности: Учебник. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 1982. – С. 68-89.

³ Липсиц И. В., Коссов В. В. Инвестиционный анализ. Подготовка и оценка инвестиций в реальные активы: Учебник. — М.: ИНФА-М, 2013.- С.15.

⁴ Воронцовский А.В. Инвестиции и финансирование: Методы оценки и обоснования. — СПб.: Издательство С.-Петербургского университета, 1998. – С. 37-99.

⁵ Финансовые данные о российских компаниях // Информационно-аналитическое агентство СПАРК-Интерфакс: сайт URL: <http://spark.interfax.ru> (дата обращения: 10.10.2015).

ними зависимыми обществами (ДЗО) в структуре ВИНК); функция реализации продукции конечному потребителю (может возлагаться на КЦ, ДЗО и самостоятельной структурой, входящей в состав ВИНК).

При этом учет налогов каждой из выделенных трех структур ведется компанией самостоятельно. Вне зависимости от перераспределения налоговой нагрузки между структурами агрегированный объем налоговых выплат ВИНК остается постоянным. Например, одна из возможных схем организации бизнеса ВИНК предполагает осуществление деятельности ДЗО в качестве оператора по добыче. В этом случае основной налог (НДПИ) выплачивается структурой, осуществляющей функцию реализации продукции конечному потребителю.

Для целей данного диссертационного исследования, на основании анализа действующих в России систем организации бизнеса, функция реализации продукция отнесена к деятельности корпоративного центра. На основании этого мы выделили два типа организаций, функционирующих в системе ВИНК, и проанализировали структуры налоговых выплат этих организаций, с целью выявления основных различий и общих закономерностей:

Тип 1 – корпоративный центр нефтегазодобывающей ВИНК, осуществляющей добычу через дочерние зависимые общества (на основании анализа данных ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром Нефть»);

Тип 2 - добывающее дочернее зависимое общество, осуществляющее самостоятельную деятельность по добыче со стандартной системой налогообложения (на основании анализа данных дочерних зависимых обществ ОАО «Газпром Нефть» и ОАО «НК «Роснефть»).

Результаты анализа структуры налогов по типам 1 и 2 приведены в таблице 10. Доля налоговых выплат рассчитывалась как отношение суммы налога к общей сумме всех налоговых выплат организации.

Таблица 9. Структура налоговых выплат по двум типам нефтегазодобывающих компаний

Основные налоги нефтегазодобывающей компании	КЦ	ДЗО
НДПИ*	34%	94,0%
Экспортные пошлины	14%	
Акциз	45%	
Страховые взносы	1%	1,3%
Налог на доходы физических лиц	3%	
Налог на имущество	2%	2,7%
Налог на прибыль		1,6%
Прочие (водный, земельный, транспортный)		0,4%

**Налог на добычу полезных ископаемых*

Источник: Годовые отчеты компаний за 2014 год

Как видно из таблицы, существенную долю в структуре налогов компаний Типа 1 и 2 занимает НДПИ (34% и 94% соответственно). При этом корпоративный центр выплачивает также экспортные пошлины и акцизы (совокупная доля 59%), соответствующие выполняемой функции реализации продукции. Объектом исследования данной диссертации являются добывающие ДЗО, поэтому при разработке методики детализированного анализа в рамках данного диссертационного исследования, учитывались налоги ДЗО.

Таким образом, предлагаемый подход учитывает следующие налоги:

- *НДПИ,*
- *Налог на прибыль,*
- *Налог на имущество.*

НДПИ, как налог, имеющий наибольший удельный вес в структуре. Основные положения по определению и учету налогов нефтегазодобывающих компаний рассмотрены в НК РФ. Методика определения НДПИ достаточно сложная и базируется на учете ряда геологических параметров, параметров со-

става добываемой продукции, а также географического местоположения производственного объекта¹. Объектом обложения НДСП является объем добываемых из недр ресурсов².

Налог на прибыль оценивается при оценке эффективности работы месторождения, поскольку на каждом этапе детализированной оценки налогооблагаемая база занижается на сумму постоянных затрат, приходящихся на производственную единицу и инфраструктурный объект. При этом в международной системе финансовой отчетности (МСФО) различают бухгалтерскую прибыль, отраженную в отчете о прибылях и убытках, и налогооблагаемую прибыль, рассчитываемую в соответствии с налоговым законодательством, действующим в стране³. Различие заключается в том, что существуют расходы, занижающие, в конечном итоге, сумму бухгалтерской прибыли, которые, тем не менее, учтены в налогооблагаемой прибыли в соответствии с налоговым законодательством⁴. В данном диссертационном исследовании налоговой базой для расчета налога на прибыль является конечный результат производственной деятельности в стоимостном выражении, или, применительно к данному исследованию – валовое значение операционного денежного потока в целом по месторождению^{5,6}.

Налог на имущество учтен при оценке проектов строительства инфраструктуры: налоговой базой при этом является остаточная стоимость основных средств⁷.

¹ Global oil and gas tax guide 2015. Ernst & Young. EYGM Limited. 2015, - p. 512- 527 (Мировой гид налогообложения нефтегазового комплекса 2015 Ernst & Young. EYGM Limited. 2015, - с. 512- 527)

² Налог на добычу полезных ископаемых: Глава 26. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 29.12.2015). Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 15.01.2016)

³ Сиднева В.П. Международные стандарты финансовой отчетности: учебное пособие. – М.: КНОРУС, 2009, с. 171-175

⁴ Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 29.12.2015). Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 15.01.2016)

⁵ Ильина Т.А. Международные стандарты финансовой отчетности: учебное пособие. Ижевск, Изд-во Института экономики и управления, ГОУВПО «УдГУ», 2010. – С. 136-143.

⁶ Перчик А.И. Налогообложение нефтегазодобычи. Право. Экономика. – М.: ООО «Нестор Академик Паблшерз», 2004. – С. 152-185.

⁷ Налог на имущество организаций: Глава 30. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая)" от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 29.12.2015). Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 11.08.2015).

Остальные налоги не учитывались в методике детализированной оценки по следующим причинам:

— сложность пересчета прочих налогов на 1 тонну добываемой продукции, на основании которой определяется эффективность каждой индивидуальной скважины;

— низкая доля в структуре иных налогов в сравнении с НДС (доля в общей сумме отчисляемых налоговых платежей 1,7%), что отражается на низком абсолютном значении при пересчете на 1 тонну добываемой продукции.

1.3. Управление денежными потоками промышленного предприятия: целеполагание, оценка и оптимизация

Доминирующей целью управления денежными потоками является максимизация чистого денежного потока и обеспечение необходимого уровня финансовых показателей компании благодаря синхронизации денежных потоков.¹

Вопрос максимизации прибыльности деятельности компании рассматривался в работах Самуэльсона П.², Гальперина В.М., Игнатьева С.М. и Моргунова В.И.³, Ермоловича Л.Л.⁴, Brickley J, Smith C.W. & Zimmerman J.⁵ и других исследователей.

Авторы отмечают, что в классическом понимании максимизация денежного потока предполагает равенство предельной выручки предельным затратам, что в условиях рыночной конкуренции означает равенство предельных затрат цене реализации, или денежный поток максимален, когда предельный

(введена Федеральным законом от 11.11.2003 N 139-ФЗ).

¹ Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых областях: Учебник: 2-е изд., перераб. и доп. – М.: МАКС Пресс, 2008. – С.59

² Самуэльсон П. Основания экономического анализа: Пер. с англ. под ред. П.А. Ватника. СПб: Экономическая школа, 2002. – С. 56-88

³ Гальперин В.М., Игнатьев С.М., Моргунов В.И. Микроэкономика. -Т.2. СПб: Экономическая школа, 1997. – С.36-41

⁴ Ермолович Л.Л. Анализ эффективности промышленного производства. - М.: Финансы, 1967. – 158 с.

⁵ Brickley J., Smith C.W. & Zimmerman J. (2008) Managerial Economics & Organizational Architecture, 5th edition, McGraw-Hill/Irwin, 265-296

денежный поток равен нулю. Предельная прибыль при этом рассчитывается как прирост прибыли при изменении объема производства на единицу продукции.

Исследуя эффективность промышленного предприятия, Ермолович отмечал, что сложность анализа факторов снижения затрат обусловлена отсутствием методики оценки влияния организационно-технических мероприятий на удельную себестоимость и конечную эффективность производства.¹

Многие исследователи вопроса повышения экономической эффективности нефтяных месторождений предлагали свои методы. Так, Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. в своих трудах рассматривали методы стоимостной оценки месторождения², базируясь на определении стоимости запасов – показателе, рассчитанном как дисконтированный денежный поток по месторождению. При этом авторы включали в затратную часть все эксплуатационные и капитальные затраты, понесенные месторождением за определенный год.

Подобный подход широко используется в практике, однако, в случае отрицательности рассчитанного параметра, определить точную причину проблемы на основании обобщенного параметра невозможно. В этом случае, как правило, разрабатывается ряд мероприятий по повышению уровня добычи нефти на месторождении, что требует привлечения дополнительных инвестиций. В случае же ограниченности бюджета, месторождение, вероятно, будет законсервировано ввиду нерентабельности, что приведет к потере потенциальной прибыли.

Наиболее широко используемыми показателями оценки технико-экономической эффективности применяемых технологий являются дополнительный объем добычи нефти, сокращение объема добываемой воды и дополнительная чистая прибыль от применения технологии³.

¹ Ермолович Л.Л. Анализ эффективности промышленного производства. - М.: Финансы, 1967. – 158 с.

² Виленский В.П., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика: Учеб.-практ. пособие. М.: Дело, 2001. – С. 755-765

³ Сафонов У.Н., Повышение нефтеотдачи - важнейшая задача научно-технического прогресса в добыче нефти// Нефтяное хозяйство.- 1997,- №7, С. 26-29

С целью максимизации денежного потока выделяют основные аспекты, связанные с действиями, взаимодействиями и последствиями.

Действия, как правило, направлены на минимизацию издержек, а также сопоставлению доходов и потерь.

Экономические взаимодействия определяются отношениями с поставщиками, подрядчиками и прочими участниками хозяйственной деятельности. Действия и взаимодействия компании приводят к тем или иным экономическим последствиям¹.

Вышесказанное подчеркивает одну из главных целей деятельности любой коммерческой организации – минимизации издержек и максимизации денежного потока.

Следует отметить, что в случае нулевого денежного потока, компания не улучшит своего благосостояния, однако объем производства позволит получить выгоду от эффекта наращивания масштаба².

В нашем исследовании анализируемые проекты не являются взаимоисключающими, поэтому рекомендация по каждому из них разрабатывается вне зависимости от рекомендации, данной по другому проекту.

С точки зрения экономической теории, целями оптимизации денежных потоков являются³: обеспечение сбалансированности денежных потоков; обеспечение синхронности формирования денежных потоков во времени, а также обеспечение совокупного роста денежных потоков компании;

Для достижения целей оптимизации денежных потоков используют следующие этапы управления денежными потоками^{4,5}:

¹ Хейне П., Боутке П., Причиго Д. Экономический образ мышления, 10-е издание.: Пер. с англ. - М.: Издательский дом «Вильямс», 2007. – С. 25-40.

² Ковалев В.В. Методы оценки инвестиционных проектов. М.: Финансы и статистика, 2001. – С.55-58.

³ Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.2. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – С.158-159.

⁴ Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.2. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – С.143-200.

⁵ Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых областях: Учебник: 2-е изд., перераб. и доп. – М.:МАКС Пресс, 2008. - С.60.

- Полный и достоверный учет на основании разработанных форм отчетности;
- Анализ результатов предшествующего периода;
- Выявление возможностей увеличения притоков и снижения оттоков;
- Оценка и выбор вариантов оптимизации денежных потоков;
- Планирование денежных потоков с точки зрения видов, определенных в классификации;
- Контроль денежных потоков.

При этом выделяют следующие методы оптимизации денежных потоков:¹ повышение объема воспроизводства операционных внеоборотных активов; ускорение времени разработки новых инвестиционных проектов и их реализация; диверсификация операционной деятельности компании по регионам; повышение эффективности формирования портфельных инвестиций; досрочное погашение долгосрочных финансовых обязательств.

Поскольку в нашем исследовании анализируется только операционный денежный поток, то основными мероприятиями по его управлению будем считать²:

1. Мероприятия по увеличению притоков:

- рост объема производства;
- развитие продуктового ассортимента;
- оптимизация дебиторской задолженности;
- оптимизация складских запасов.

2. Мероприятия по сокращению оттоков:

- сокращение затрат на производство;
- оптимизация налоговой политики компании;
- оптимизация дивидендной политики.

¹ Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.2. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – С.166-167.

² Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых областях: Учебник: 2-е изд., перераб. и доп. – М.:МАКС Пресс, 2008. - С.61.

При этом Бланк отмечает, что важным моментом оптимизации денежных потоков является сбалансированность во времени. В этой связи автор выделяет полностью предсказуемые и недостаточно предсказуемые денежные потоки. При добыче нефти и газа нельзя полагаться на полную предсказуемость, в связи с существующей подверженностью влиянию внешних и внутренних факторов.

Заключительным этапом оптимизации денежных потоков предприятия является разработка мероприятий по максимизации чистых денежных потоков за счет:

- снижения постоянных издержек;
- снижения переменных издержек;
- повышения эффективности налоговой политики с целью снижения налоговых выплат;
- изменения ценовой политики с целью повышения доходности операционной деятельности;
- использование методов ускоренной амортизации;
- сокращения периода амортизации нематериальных активов и других факторов.

По нашему мнению, методы оптимизации должны применяться не к компании в целом, но к каждой индивидуальной единице производства. В этой связи, в качестве экономически эффективных методов оптимизации денежных потоков предлагается использовать сокращение экономически неоправданных расходов, и, в частности, остановку убыточных единиц производства, или разработку индивидуальных экономически оправданных инвестиционных проектов, что будет детально определено и рассмотрено в Главе 3.

В рамках диссертационного исследования были доработаны и структурированы этапы управления денежными потоками. Предлагаемый подход включает:

- Расчет детализированных денежных потоков на основании ряда входных технико-экономических показателей;
- Оценка результатов и выявление проблемных участков;
- Определение условий безубыточной эксплуатации;
- Составление долгосрочных прогнозов выбытия единиц производства в нерентабельный фонд;
- Оптимизация денежных потоков.

Различают следующие группы факторов, влияющих на формирование денежных потоков компании¹:

1. Внешние факторы (конъюнктура фондового и товарного рынков, система налогообложения, политика кредитования, система проведения расчетных операций, доступность финансового кредита и возможность привлечения субсидий в рамках целевого финансирования).

2. Внутренние факторы (жизненный цикл компании, продолжительность производственного цикла, сезонность производства продукции и услуг, неотложность инвестиционных программ, амортизационная политика, операционный леверидж как соотношение собственных и заемных средств, а также финансовая политика и философия управленцев компании)

Выделенные группы факторов необходимо дополнить, учитывая производственные (геологические, технико-технологические), экономические и прочие особенности процесса добычи нефти и газа.

Таким образом, к внешним факторам будем помимо перечисленных относить:

- прочие, помимо перечисленных, макроэкономические показатели, в частности, рыночную цену на нефть; инфляцию, влияющую на индексацию

¹ Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.2. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – С.160.

затрат на сырье, материалы, заработную плату и других расходов¹; систему налогообложения отрасли;

- систему тарификации для определения затрат на тепло, электроэнергию и других;

- условия договоров подряда и поставки, определяющие взаимоотношения с поставщиками и подрядчиками. В зависимости от условий контрактов, поставщики и подрядчики устанавливают цену на предоставляемое оборудование, материалы и услуги по ремонту и прочие услуги. Как показывает анализ, тарифы на электроэнергию и цены на услуги сервисных организаций растут более высокими темпами, чем цены на нефть, особенно принимая во внимание отрицательную динамику последних лет².

К внутренним факторам, влияющим на формирование денежных потоков, необходимо отнести:

- геологические факторы, к которым относят структуру пласта, а также насыщенность коллектора, влияющая на такие показатели как дебит (суточный уровень добычи) нефти, дебит жидкости и уровень (процент) обводненности;

- технологические факторы, связанные с технологическими сложностями производства нефти и газа. Наиболее значимыми технологическими факторами является продолжительность межремонтного периода (МРП) эксплуатации скважины, средней наработки на отказ (СНО) оборудования и продолжительности текущего (или базового) и капитального ремонта скважины (ТРС и КРС соответственно). Эти показатели оказывают прямое влияние на количество простоев, что, в конечном итоге, увеличивает непроизводительные издержки на бездействие.

¹ Вахрушина М.А. Международные стандарты финансовой отчетности: учеб. Пособие для студентов, обучающихся по специальности «Бухгалтерский учет, анализ и аудит» / М.А. Вахрушина, Л.А. Мельникова, Н.С. Пласкова; под ред. М.А. Вахрушиной. – 2-е изд., стер. – Москва: Омега-Л, 2007. – С.385-397

² Александров В., Кобуля Г., Оптимизация экономики месторождений Вестник McKinsey, №24, - 2011.- <http://www.vestnikmckinsey.ru/oil-ang-gas/optimizaciya-ehkonomiki-mestorozhdenij>

- экономические факторы. К ним относятся не только амортизационная политика, но и политика ценообразования, принятая в компании, в частности порядок трансфертного ценообразования, предполагающего установление нефтегазодобывающими компаниями цены покупки нефти для их дочерних обществ, являющихся операторами добычи. Как правило, в устанавливаемой цене на нефть учитываются коммерческие и транспортные расходы на ее реализацию.

Приведенные факторы обобщены на рисунке 2.

Как видно из таблицы и ее описания выше, в сравнении с выделяемыми в теории внешними и внутренними факторами, анализ, проведенный в рамках диссертационного исследования, является всесторонним, отражающим универсальные факторы, характеризующие деятельность компаний ряда индустрий, а также факторы, отражающие специфические особенности нефтегазодобывающих компаний.

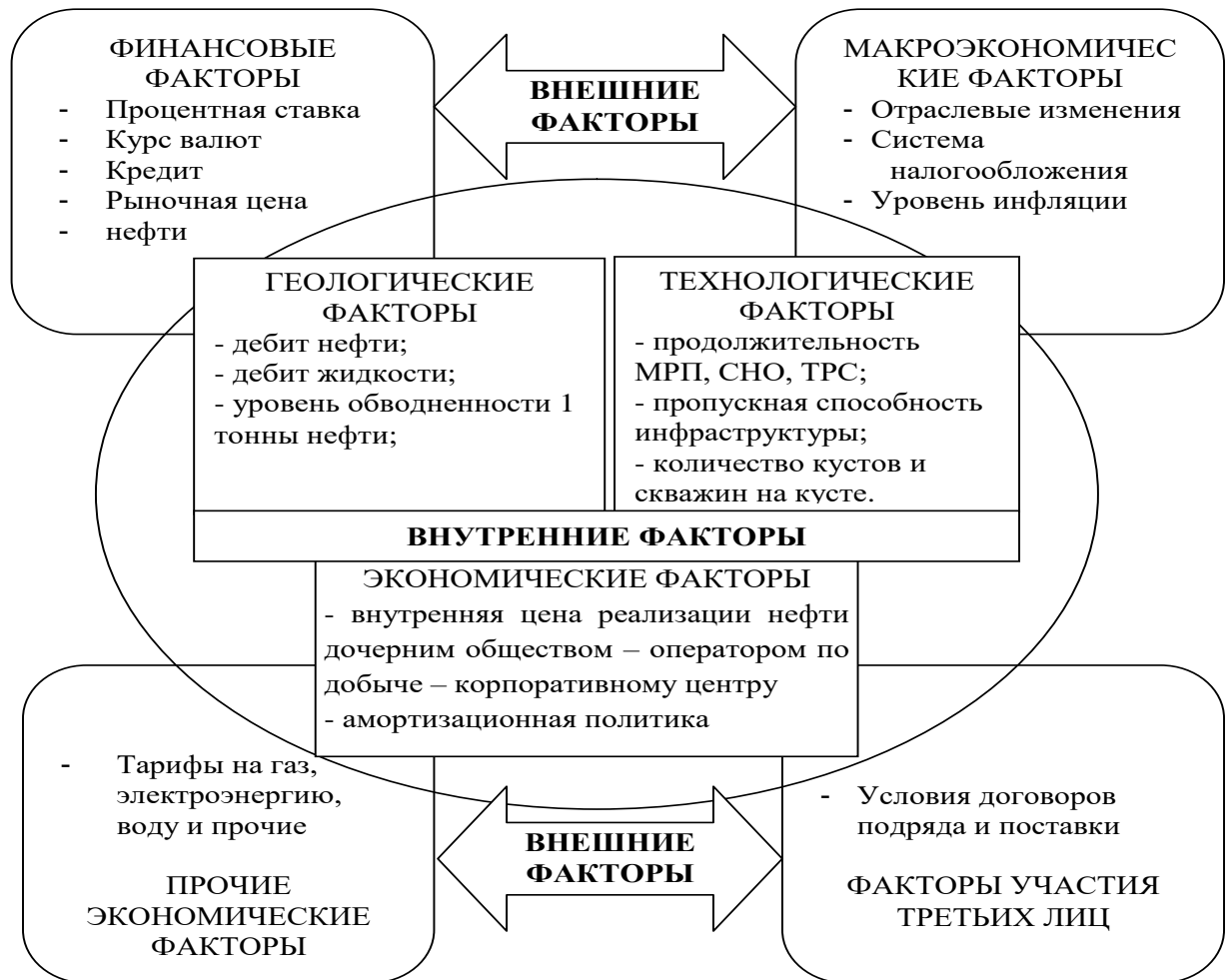
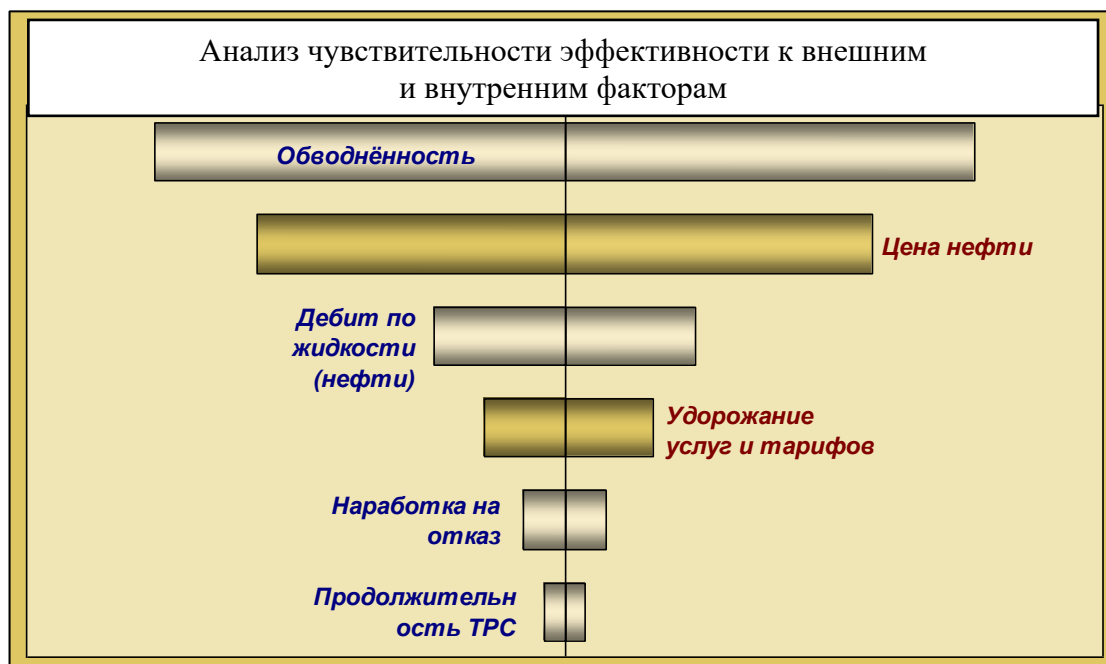


Рис. 2. Внешние и внутренние факторы, влияющие на денежные потоки нефтегазодобывающей компании

Источник: исследование автора

Автором был проведен анализ чувствительности экономической эффективности нефтегазодобывающих компаний к наиболее значимым внешним и внутренним факторам на примере оценки текущего денежного потока от операционной деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз». Методика построения графика чувствительности Торнадо основывается на оценке значений контрольного показателя (денежного потока компании) при попеременном положительном и отрицательном изменении влияющих параметров с шагом 10%. Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 3.



Источник: исследования автора по данным внутренней отчетности ООО «РН-Пурнефтегаз»

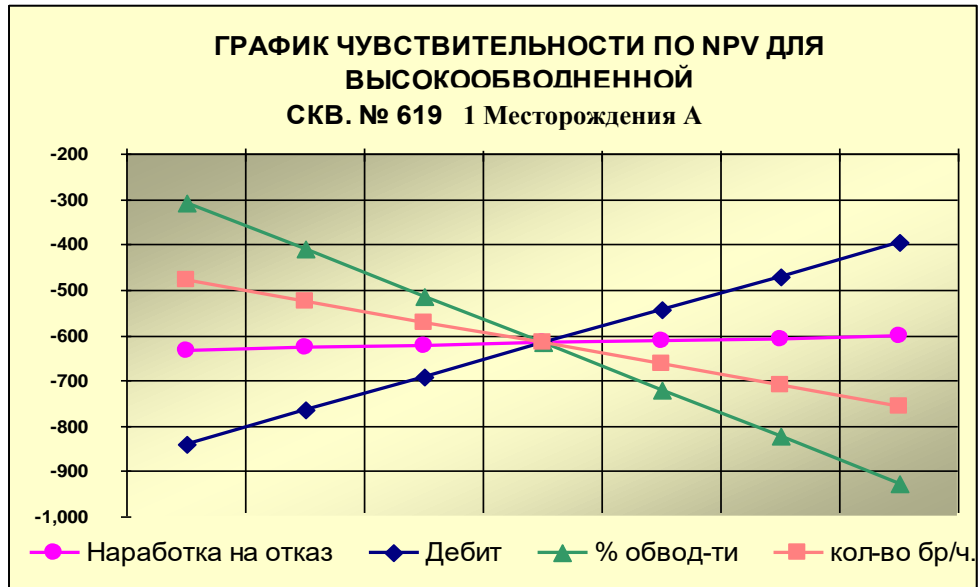
Рис. 3. Анализ чувствительности эффективности нефтегазодобывающих компаний к основным внешним и внутренним факторам на примере ООО «РН-Пурнефтегаз»

Как видно на графике Торнадо, эффективность компании наиболее чувствительна к изменению уровня обводненности добываемой продукции (нефти) и цены ее реализации.

Катеева и Гараев¹ при построении регрессионной модели зависимости совокупных эксплуатационных затрат от производственных факторов, также зафиксировали высокую корреляцию между обводненностью и совокупными затратами, подтверждая факт высокой чувствительности экономической эффективности эксплуатации к уровню обводненности скважин.

¹ Катеева Р.И., Гараев Л.Г. Разработка экономической модели формирования эксплуатационных затрат по добыче нефти в ОАО «Татнефть»// Нефтяное хозяйство.- 2004.- №1. - С. 22-23.

Дальнейший анализ чувствительности был проведен, основываясь на показателе NPV¹, характеризующем долгосрочную экономическую эффективность эксплуатации скважин. Результаты оценки чувствительности NPV по скважинам №1 и №2 Барсуковского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» приведены на рисунках 4 и 5.



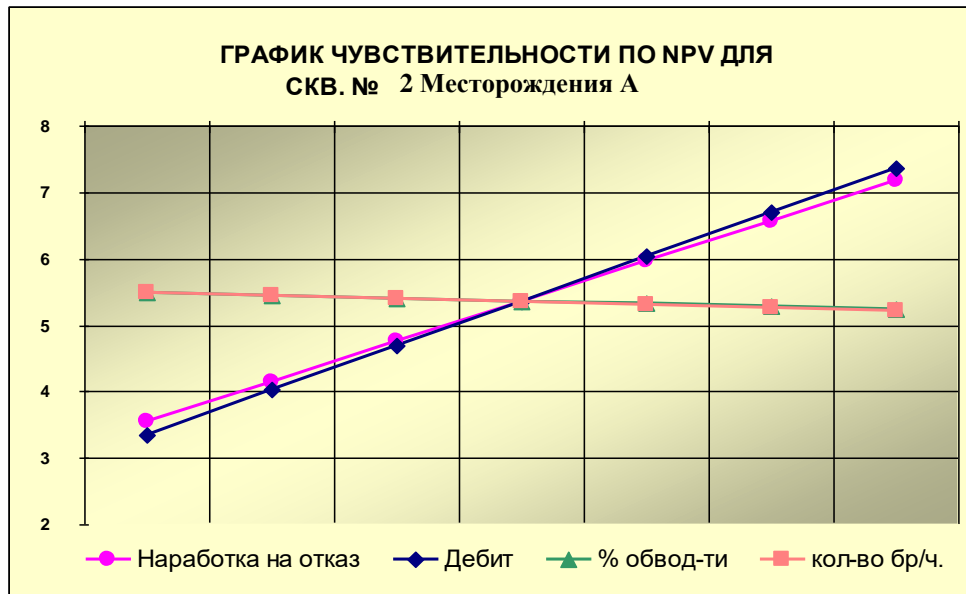
Источник: исследования автора по данным внутренней отчетности ООО «РН-Пурнефтегаз»

Рис. 4. Анализ чувствительности экономической эффект эффективности скважины 1 от основных параметров

Как видно из рис. 3, в долгосрочной перспективе, на экономическую эффективность скважины в наибольшей степени также влияет показатель обводненности. При этом отличие результатов анализа чувствительности по скважинам 1 и 2 связано с тем, что скважина 2 (рис. 4) является высокодебитной, поэтому ее экономическая эффективность наиболее чувствительно к измене-

¹ Аналогично оценке текущего денежного потока компании методика анализа чувствительности основывается на оценке значений контрольного показателя (NPV) при попеременном положительном и отрицательном изменении влияющих параметров с шагом 10%.

нию дебита. На основании текущего и стратегического анализа чувствительности можно сделать вывод о достоверности оценки. Значимость фактора обводненности была учтена в данном диссертационном исследовании.



Комментарии к графикам: - параметр кол-во бр/ч (количество бригадо-часов) отражает продолжительность текущего ремонта - номера скважин изменены

Источник: исследование автора по внутренней отчетности ООО «РН-Пурнефтегаз»

Рис. 5. Анализ чувствительности экономической эффект
эффективности скважины 2 от основных параметров

Таким образом, на основании проведенного анализа выделим инструменты управления, использованные в рамках данного диссертационного исследования:

- 1) Регулярный мониторинг эффективности текущего денежного потока. Преимуществом предлагаемого подхода является возможного постоянного мониторинга эффективности каждой производственной единицы и инфраструктурного объекта в режиме «on-line», тогда как существующие инструменты мониторинга предполагают анализ денежных потоков за установленный период (месяц, квартал, год).
- 2) Оптимизация низкоэффективных и неэффективных единиц производства и инфраструктурных объектов. Мероприятия по оптимизации при

этом включают остановку эксплуатации нерентабельных единиц производства или повышение их экономической эффективности за счет проведения дополнительных мероприятий.

3) Повышение эффективности планирования на основании качественного мониторинга и своевременного выявления проблемных участков.

Основные выводы по Главе 1

Таким образом, в Главе 1:

— Проведено исследование понятия экономической эффективности, выведено определение, используемое для целей диссертации, проанализированы основные статистические и динамические методы оценки экономической эффективности;

— Рассмотрен показатель денежного потока как одного из элементов управления экономической эффективностью. Приведена классификация денежного потока. Введены такие определения как *денежный поток нефтегазодобывающей компании, детализированный операционный денежный поток нефтегазодобывающей компании (денежный поток по центрам ответственности), безубыточный денежный поток нефтегазодобывающей компании*, использованные в методике детализированной оценки эффективности данной диссертации;

— Рассмотрены методы оценки денежного потока. Проведен сравнительный анализ структуры налогов как элемента денежного потока для компаний-операторов по добыче (дочерних добывающих обществ) и корпоративных центров нефтегазодобывающих холдингов;

— Проведен анализ методов управления денежными потоками компании. Определены внешние и внутренние факторы, влияющие на денежные потоки. Проведена оценка чувствительности Российских нефтегазодобывающих компаний к изменениям внешних и внутренних факторов. Выведено, что

наибольшее влияние на денежные потоки нефтедобывающих компаний оказывают производственные показатели, такие как обводненность и добыча нефти, а также такой экономический параметр как цена на нефть.

ГЛАВА 2. ЗАТРАТЫ КАК ЭЛЕМЕНТ ОПЕРАЦИОННОГО ДЕНЕЖНОГО ПОТОКА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

2.1. Технологические особенности и нормативно-правовая база учета затрат в организациях нефтедобывающей промышленности

Райзберг, Лозовский и Стародубцева в современном экономическом словаре описывают затраты как расходы компаний и частных производителей на производство, обращение и сбыт, выраженные в денежной форме¹.

Шохин (2010) выделял следующие особенности, характеризующие понятие затрат²:

1. Затраты определены размером израсходованных ресурсов.
2. Величина затраченных ресурсов должна быть представлена в денежном выражении с целью обеспечения единства измерения.
3. Определение затрат должно быть сопряжено с конкретной целью, например, производство продукции или оказание услуг.

Многие авторы считают понятие издержек шире чем «затраты», так как они включают потери и расходы на различные нужды и прочие непроизводительные расходы. Например, Иванов и Баранов различают понятия затрат и издержек. Они утверждают что термин «издержки» применим для определения суммы расходов на сырье и материалы, оплату труда и другие³. Согласно Новой экономической энциклопедии существует незначительная разница между понятиями «издержки», «расходы» и «затраты». Так, «расходы» относятся к налогообложению, «затраты» - к фактической трате ресурсов, а «из-

¹ Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. Современный экономический словарь. - 2-е изд., испр. М.: ИНФРА, 1999 - с.599.

² Финансовый менеджмент: Учебник / кол. авторов; под ред. проф. Шохина Е.И. - М.: КНОРУС, 2010. – с.248-266.

³ Иванов И.В., Баранов В.В. Оценка бизнеса: Методы и модели оценки стоимости предприятий традиционных и наукоемких отраслей: учебное пособие. М.: АльпинаБизнес Букс, 2007. 166 с.

держки» - к рыночной оценке фактически затраченных ресурсов. Альтернативно, Ковалев и Волкова (2010)¹ описывают затраты как бухгалтерскую категорию, а расходы относят к операционной деятельности. Популярная экономическая энциклопедия определяет понятия затрат и расходов как синонимы издержек, «выраженных в денежной форме затрат обусловленных расходованием различных ресурсов»².

В связи с многообразием и встречающейся противоречивостью определений, часто, как в отечественной, так и в зарубежной практике эти понятия являются взаимозаменяемыми и могут использоваться как синонимы³, что и было приятно за основу в диссертационном исследовании.

Существуют три принятых в мировой практике методики количественного расчета издержек⁴, представленных в Таблице 10.

Таблица 10. Методики количественного расчета издержек

Методика	Описание	Недостатки методики
«Модель калькуляции себестоимости с полным распределением издержек по категориям»,	распределение совокупных затрат по всем видам производимой продукции.	не позволяет точно определить, какие виды продукции являются рентабельными, а какие нет
«Модель калькуляции с выделением устранимых издержек»	сравнительно популярная в зарубежной практике, где «устраимые» расходы – это такие, которые можно сократить при полном снятии продукции с производства.	не обеспечивает точного выявления и определения всех издержек на производство.
«Модель калькулирования себестоимости по переменным издержкам» (модель маржинального калькулирования)	фокусируется на переменных затратах, что позволяет определять изменение себестоимости при производстве каждой дополнительной единицы продукции.	

¹ Ковалев В.В., Волкова О.Н. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учеб. - М.: Проспект, 2010. – с. 325-344

² Популярная экономическая энциклопедия/ Гл. ред. Некипелов Ф.Д.; Ред. кол.: Автономов В.С., Богомолов О.Т., Глинкина С.П. и др. – М.: Большая Российская энциклопедия, 2001. – с. 90

³ Румянцева Е.Е. Новая экономическая энциклопедия. 3-е изд. – М.: ИНФРА-М, 2008. – VI, с.174

⁴ Румянцева Е.Е. Новая экономическая энциклопедия. 3-е изд. – М.: ИНФРА-М, 2008. – VI, с.176

«Модель калькулирования себестоимости по переменным издержкам» признана наиболее эффективным и наиболее часто применяемым в странах с развитой экономикой. Большинство нефтяных компаний России используют в своих практиках этот подход. При этом одной из задач деятельности компании, использующей любой подход, является максимальное сокращение себестоимости единицы продукции. Так, для нефтяных компаний, задачей повышения экономической эффективности производства является достижения минимально возможной себестоимости добычи одной тонны (т.) нефти.

Общепринятое определение понятия «Калькулирование себестоимости» - это совокупность способов исчисления себестоимости производимой продукции.

Основные положения калькуляции себестоимости затрат. Особенности калькуляции себестоимости в производстве нефти и газа.

Себестоимость продукции (работ, услуг) характеризуется как выраженные в денежной форме совокупные расходы всех использованных при производстве ресурсов, в том числе сырья, основных фондов, материалов, топлива, энергии, труда, затраченного непосредственно на производство¹.

При этом классическая теория экономического анализа выделяет²:

1. Цеховую себестоимость – расходы цеха на производство.
2. Производственную себестоимость – сумма затрат расходов цехов и общепроизводственных затрат.
3. Полную себестоимость – сумма затрат на производство и реализацию продукции. Иными словами, это производственная себестоимость за вычетом коммерческих и управленческих расходов.
4. Индивидуальную себестоимость – это показатель конкретной индивидуальной компании.

¹ Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: Учебник. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: ИНФРА-М, 2006. - 425 с.

² Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н. Финансовый анализ: учеб. - М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2008. – С.181-228.

5. Среднеотраслевую себестоимость – это средневзвешенная величина, характеризующая затраты на единицу продукции по отрасли.

Себестоимость как экономическая категория выполняет следующие функции:

- служит основой учета и контроля за производством и реализацией продукции;
- является основой формирования цены продукции;
- является базой оценки прибыли и рентабельности производства, отражает эффективность использования ресурсов;
- служит обоснованием принятия инвестиционных и управленческих решений.

Пономарева¹, рассматривая формирование эксплуатационных затрат для оценки эффективности инвестиционных проектов, подчеркивала, что принципиальной особенностью формирования затрат является то, что они рассчитываются по смете расходов в разрезе однородных элементов.

Переход к рыночной экономике повлиял на определение роли себестоимости продукции для компании. Особое значение уделяется снижению себестоимости, значимость которой с экономической и социальных точек зрения сводится к следующим аспектам²:

- увеличение прибыли в распоряжении компании;
- большая возможность материальной мотивации сотрудников;
- улучшение финансовых показателей хозяйственной деятельности компании;
- возможность снижения цены продажи продукции без ущерба маржинальности, обеспечивающее конкурентное преимущество на рынке.

¹ Пономарева И.А. Экономические проблемы оценки промышленного освоения месторождений в условиях нефтяного рынка// Нефтяное хозяйство. - 1997.- № 11., С.69-71.

² Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: Учебник. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: ИНФРА-М, 2006. - 425 с.

Задачами поиска внутренних резервов для снижения себестоимости в Российской практике впервые начали заниматься Стоцкий В.^{1,2} и Александровским А. П., Татуром С.К.^{3,4,5}

Стоцкий в своих трудах акцентировал внимание на себестоимости как источника экономии затрат. Он впервые начал использовать факторный анализ для рассмотрения факторов снижения себестоимости. Последователем Стоцкого считают Александровского^{6,7}. В своих трудах они рассматривают вопросы поиска резервов экономии затрат и борьбы с непроизводительными издержками. Среди факторов, влияющих на снижение себестоимости, они выделяют:

- нормативные изменения;
- ценностные изменения;
- изменения объема производства;
- изменение ассортимента продукции и прочие факторы.

Полученные результаты анализа стали основой для последующих исследований. Более современными авторами, анализирующими вопросы себестоимости, являются Шеремет А.Д., Баканов М.И., Бланк И.А., Ковалев В.В., Ионова А.Ф., Крейнина М.Н. Савицкая Г.В. Селезнева Н.Н. Большаков С.В. Тафинцева В.Н. Терехин В.И. и другие исследователи, в том числе анализирующими вопросы себестоимости нефти и газа: Дунаев В.Ф., Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Колядов, Ермилов, Бренц и др.

Особенности калькуляции себестоимости в производстве нефти и газа.

Отраслевая принадлежность компании влияет на состав калькуляционных статей затрат. Себестоимость добычи нефти и газа - это стоимостная

¹ Стоцкий В.И. Анализ хозяйственной деятельности промышленных предприятий. Д., 1938.

² Стоцкий В.И. Баланс промышленного предприятия и его анализ.- Д., 1941.

³ Татур С.К. Анализ отчета промышленных предприятий.- М., 1934

⁴ Татур С.К. Анализ хозяйственной деятельности промышленных предприятий. М., 1940

⁵ Татур С.К. Баланс как орудие управления предприятием.- М., 1941.

⁶ Александровский А.П. Анализ работы промышленного предприятия.- М., 1938.

⁷ Александровский А.П. Учет, калькуляция и техническая отчетность.- М.: Машгиз, 1945.

оценка используемых ресурсов, сырья и материалов, топлива, энергии и прочих расходов.

Калькулируется валовая и товарная себестоимость добычи нефти и газа. Валовая себестоимость является производственной, тогда как товарная себестоимость является полной, учитывающей сумму всех издержек производственной и хозяйственной деятельности предприятия.

Структура и состав калькуляционных затрат в нефтегазодобывающей промышленности определяется рядом особенностей отрасли^{1,2}:

— Добыча одновременно двух продуктов – нефти и газа, и, как следствие, необходимость распределения затрат между ними.

— Производственный процесс добычи является четко определенным, последовательным и включает следующие этапы, по которым распределяются производственные издержки: извлечение нефти, ее технологическая подготовка, включающая отделение попутного нефтяного газа и транспортировка. Перечисленные стадии связаны с рядом процессов, выделяемых в самостоятельные калькуляционные статьи затрат.

— Значительную долю затрат в нефтедобыче составляют затраты на электроэнергию. При этом на себестоимость производства нефти влияет также способ добычи, который может быть фонтанным, щадящим, основанным на компрессорном методе, глубинно-насосным или газлифтным и выбор которого существенно влияет на энергетические издержки. Так, фонтанный способ является самым дешевым, а глубинно-насосный и газлифтный наиболее высоко затратными методами.

— С целью постоянного поддержания пластового давления, в скважину закачиваются химические реагенты, вода, газ и производятся другие мероприятия, что увеличивает конечную себестоимость добычи.

¹ Новоселова Т.Н. Особенности формирования затрат на предприятиях нефтедобывающей промышленности. Финансовый менеджмент. 2007, №7, С. 19-27

² Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2007. – С. 18-22

— Удаленность предмета труда – нефти и газа – а также подземной части оборудования скважины от пункта наблюдения – аппаратов управления, что влияет на характер формирования издержек добычи нефти и газа. В частности, появляются дополнительные расходы на покупку и обслуживание инфраструктуры по наблюдению за процессом производства, а также затраты, связанные со строительством и обслуживанием инфраструктуры – дорог, высоковольтных линий и прочее на месте производства.

— Выделение затрат на обслуживание самой скважины в отдельную калькуляционную статью в связи с высокой значимостью скважины как вида основных средств.

— Отсутствие в себестоимости продукции сырьевых издержек производства, а именно издержек на сырье и материалы, необходимых для непосредственной добычей нефти.

— Отсутствие полуфабрикатов и незавершенного производства, благодаря чему все издержки списываются полностью на конечную себестоимость продукции без необходимости распределения расходов между готовой продукцией и незавершенным производством.

— Производственный процесс характеризуется многоэтапностью и комплексностью со сложной и масштабной структурой вспомогательного производства.

— Ухудшение геолого-технологических условий эксплуатации, связанных со снижением дебита и, как результат, ростом издержек.

Колядов и другие¹ при исследовании издержек компаний нефтяной и газовой промышленности выделяют их следующие свойства:

- образование издержек сопряжено с потреблением товаров, услуг (сырья, материалов, энергии, труда);

¹ Колядов Л.В., Матвеев Ф.Р., Епифанова Н.П., Отвагина Л.Н. Затраты и результаты: Учеб. пособие. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2005. – С. 8-9

- потребление товаров/услуг должно характеризоваться стоимостной оценкой;
- результатом потребления товара/услуги является производство продукции;

Специфика отрасли может стать причиной возникновения неопределенности при составлении проектов капитальных инвестиций¹. В этой связи возникают риски реализации проекта, влияние которых может стать причиной ухудшения ожидаемых показателей эффективности проекта. Это обуславливает высокую значимость эффективного планирования капитальных затрат, в первую очередь, за счет качественного мониторинга и анализа текущего производства.

Выбор метода калькулирования себестоимости добычи нефти и газа определяется технико-технологическими, геологическими, экономическими и организационными особенностями компании. Исходя из этих особенностей, методика планирования, учета и калькулирования себестоимости добычи нефти и газа осуществляется, как правило, попередельным методом с использованием элементов нормирования затрат, включающим три основных этапа:

1-й этап. Отнесение всех прямых затрат на себестоимость конкретных видов добываемой продукции

2-й этап. Распределение остальных (не прямых) затрат между видами продукции. При этом, в некоторых компаниях отдельно рассчитывается себестоимость добычи попутного газа, тогда как другие предприятия относят все затраты, связанные с добычей попутного газа, на нефть.

3-й этап. Распределение общих затрат между видами продукции пропорционально удельным весам видов продукции.

¹ Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Проектные риски в нефтегазовой промышленности: Учебное пособие. – М.: «Нефть и газ», 2005. – С. 17-21

Нормативно-правовая база калькулирования себестоимости

Состав затрат, учитываемых в себестоимости продукции, определяется принятой государственной политикой калькулирования себестоимости продукции, регулируемой «Положением о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 5 августа 1992 года №552.

Положение определяет себестоимость продукции как «стоимостную оценку используемых в процессе производства продукции (работ, услуг) природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, основных фондов, трудовых ресурсов, а также других затрат на ее производство и реализацию»¹.

Общепринятой нормативной базой для формированию номенклатуры статей и порядка калькулирования, составленная на основании данного Положения является «Инструкция по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа», утвержденной приказом Министерства нефтяной промышленности от 6 ноября 1973 года N553 и «Особенности статей затрат, включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг) предприятий нефтедобывающей, газодобывающей отраслей и магистрального трубопроводного транспорта», утвержденных Минтопэнерго от 08.09.94.

Целью учета себестоимости является своевременное и достоверное определение фактических затрат на производство и реализацию продукции и контроль за использованием ресурсов.

Данные, полученные в результате учета расходов, используются для анализа выполнения плановых показателей, выявления результатов деятель-

¹ Положение о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг) и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли. Утверждено постановлением Правительства Российской Федерации №552 от 5 августа 1992 года, с изменениями и дополнениями.

ности нефтегазодобывающих компаний и других аналитических оценках, используемых при планировании и разработке мероприятий по повышению эффективности деятельности компании.

Классификация затрат, включаемых в себестоимость добычи нефти и газа

Анализ затрат начинается с их классификации или калькулирования. Традиционно выделяют методы калькулирования себестоимости продукции, описанные в таблице 11¹.

Таблица 11. Методы калькулирования себестоимости

<i>Показный метод</i>	Фактическая себестоимость определяется путем суммирования всех затрат, связанных с индивидуальным заказом. Используется в мелкосерийном производстве при изготовлении уникального товара (работы, услуги).
Попроцессный метод	Фактическая себестоимость определяется путем суммирования всех затрат, связанных с процессом. Используется организациями с массовым типом производства, ограниченной номенклатурой продукции и непродолжительным производственным циклом. Этот метод типичен для добывающей и энергетической отраслей экономики.
Попередельный метод	Фактическая себестоимость определяется по продукту каждого законченного передела. используется в массовом производстве, когда продукция однородна, а технологический процесс сравнительно короткий. Данный метод характерен, например, для предприятий отраслей металлургии и текстильных комбинатов. При этом калькулирование производится за календарный период, а не за время выполнения заказа.

Исследуя традиционные методы, Шеремет (2001) предлагает распределение затрат по объектам и центрам их возникновения. При этом общие правила калькулирования по центрам затрат предполагают этап их сбора по центрам ответственности и последующее отнесение их на конкретную продукцию.

¹ Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н. Финансовый анализ: учеб. - М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2008. – С.133-180.

Колядов и другие¹, изучая затраты нефтегазовых компаний, предлагали их учет по: видам «какие?», местам: «где?» и носителям (продуктам/услугам) «на что?».

Согласно методике по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа от 29 декабря 1995 года при планировании и учете затрат, образующих себестоимость продукции, применяются следующие виды группировок расходов:

1. **по переделам или местам возникновения затрат** (основное и вспомогательное производство, а также другие подразделения нефтегазодобывающей компании).
2. **по видам продукции** (нефть, в том числе газовый конденсат, газ попутный и газ природный).
3. **по видам расходов** (по статьям и элементам затрат).

Калькуляционной единицей при этом является одна тонна нефти и 1000 кубических метров газа.

Передел – совокупность цехов, участвующих в процессе производства на определенном этапе. При этом учет затрат по переделам производится в разрезе мест возникновения затрат, являющихся звеньями технологической цепочки добычи нефти и газа. В зависимости от последовательности отнесения затрат на добычу нефти и газа можно подразделить их на непосредственно относимые на добываемые продукты, и затраты, предварительно учитываемые по месторождениям, цехам и бизнес-единицам.

Цехи основного и вспомогательного производства – это объекты производства, являющиеся административными подразделениями и имеющие общие цеховые расходы, покрывающие содержание одной или нескольких бизнес-единиц.

¹ Колядов Л.В., Матвеев Ф.Р., Епифанова Н.П., Отвагина Л.Н. Затраты и результаты: Учеб. пособие. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2005. – с. 8-9

Бизнес-единицы – самостоятельные части цеха, которые производят разные виды продукции, работ или услуг, калькулируемые отдельно.

Планирование и учет затрат на производство нефти и газа осуществляется в разрезе следующих переделов – цехов, определяемых организационно-хозяйственной структурой нефтегазодобывающей компании:

- цеха по добыче нефти и газа;
- цех поддержания пластового давления;
- цех подготовки и перекачки нефти;
- газокompрессорный (газовый) цех;
- цех ремонта скважин;
- прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования;
- прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения;
- прокатно-ремонтный цех электропогружных установок;
- цех автоматизации производства;
- цех пароводоснабжения;
- цех научно-исследовательских и производственных работ (или научно-исследовательская лаборатория);
- цех футирования труб;
- другие производственные подразделения.

В зависимости от способов калькулирования различных видов продукции расходы нефтегазодобывающего предприятия подразделяются на прямые и косвенные. Под прямыми затратами понимаются издержки, которые могут быть прямо отнесены на себестоимость добычи. Под косвенными затратами понимаются издержки на производство нефти и газа, которые калькулируются в себестоимости продукции на основании порядка их распределения.

Например, прямым способом учитываются энергетические затраты, расходы на сбор, транспортировку и технологическую подготовку нефти, расходы на искусственное воздействие на пласт и некоторые другие расходы.

Другие элементы затрат являются косвенными, кроме ситуации, когда цех осуществляет добычу только на одном месторождении, и все расходы этого цеха прямо относятся на месторождение.

В результате, при группировке затрат по статьям прямые издержки подразделяются по элементам, в то время как косвенные расходы образуют комплексные статьи, состоящие из нескольких элементов затрат. При этом калькулирование себестоимости добычи нефти и газа производится в разрезе следующих статей затрат¹:

- расходы на энергию по извлечению нефти;
- расходы по искусственному воздействию на пласт;
- основная заработная плата производственных рабочих;
- дополнительная заработная плата производственных рабочих;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация скважин;
- расходы по сбору и транспортировке нефти;
- расходы по сбору и транспортировке газа;
- расходы по технологической подготовке нефти;
- расходы на подготовку и освоение производства;
- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования;
- цеховые расходы;
- общепроизводственные расходы;
- прочие производственные расходы, включая отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и платежи за недра;
- коммерческие расходы.

¹ Дунаев В.Ф., Зубарева В.Д., Маккавеев М.В., Березина С.А., Воробьева Р.А., Шпакова З.Ф., Епихова Н.И. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой промышленности/; Под ред. Н.Н. Победоносцевой. - М.: Нефть и газ, 1998. – с.103-125

Отдельно учитывают затраты некапитального характера, направленные на совершенствование технологии и продукции¹. Детальное описание статей затрат калькуляции приведена в Приложении.

Недостатки существующих подходов калькулирования себестоимости

Описанные выше подходы к группировке, учету и калькулированию затрат являются общепринятыми в нефтегазодобывающих компаниях. После учета затрат, на основе управленческой и бухгалтерской отчетности производится их анализ, выявление отклонений от плановых значений и планирование себестоимости будущих периодов.

Укрупнено схема учета затрат на предприятиях нефтегазодобывающей промышленности можно представить так, как изображено на рисунке 6.

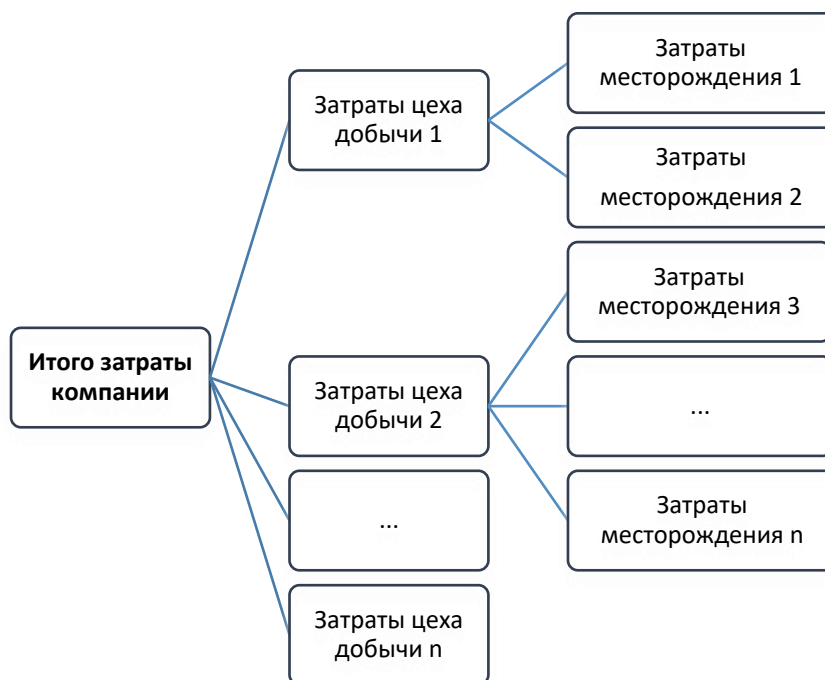


Рис. 6. Существующая схема учета затрат нефтегазодобывающей компании

¹ Тахаутдинов Ш.Ф., Загиров М.М., Квон Г.М. Экономическая эффективность комплекса мероприятий, направленных на повышение эксплуатационной надежности и долговечности нефтепромысловых объектов// Нефтяное хозяйство.- 1998.- №7. – С. 86-89.

Как видно из рисунка 6, используемые подходы позволяют определить только объем затрат, относимый на месторождение или цех, упуская детализованную оценку по единицам и объектам производства. Главным недостатком существующего подхода, связанным с отсутствием детализованной оценки расходов, является невозможность определения наиболее затратных этапов технологического процесса добычи. В диссертационном исследовании будет предложен подход, позволяющий рассчитать затраты на эксплуатацию всех существующих производственных единиц и объектов.

Для понимания, предлагаемого в диссертации подхода необходимо остановиться более подробно на существующих методиках управления издержками.

2.2. Классификация издержек нефтегазовых компаний как фактор управления ими

Анализ использования существующих подходов к классификации издержек в практике нефтегазобывающих компаний

Существует множество различных классификаций издержек. Структура издержек зависит от продолжительности рассматриваемого периода. По принципу функциональности выделяют производственные издержки, издержки обращения, распределения, финансирования и управления. Издержки делят на рассчитанные в фактических («бухгалтерские издержки») и более выгодных, альтернативных («экономические издержки»), ценах.

Среди существующего многообразия классификации выделяют также смешанные, альтернативные, необратимые, вмененные и другие виды затрат, подробное описание которых приведено в работах Шайфулина¹, Баканова,

¹ Управленческий учет: Учеб. пособие / Под ред. Шеремета А.Д. – 2-е изд., испр. - М.: ФБК-ПРЕСС, 2001. – С.32-36.

Мельника и Шеремета¹ и в экономических словарях. Друкер² подразделял издержки на 4 крупные группы.

Понятия издержек, используемых в нефтегазодобывающей промышленности объединены в Таблице 12.

Таблица 12. Наиболее широко используемые виды издержек в нефтегазодобывающей промышленности

Продуктивные издержки	Издержки на создание ценности (к ним относятся издержки, связанные с производством товара, а также выводом его на рынок и сбытом)
Вспомогательные издержки	Затраты, не создающие ценности, но неизбежные в процессе производства (к ним относятся ведение бухгалтерского учета, работа с персоналом и прочие издержки, присущие функциям поддержки бизнеса)
Издержки на контроль	это затраты на предотвращение негативных результатов (в том числе мониторинг деятельности поставщиков и подрядчиков)
Непроизводительные издержки	Затраты, связанные бездействием (например, простоями оборудования)

В рамках диссертационного исследования использованы классификации издержек в разрезе *прямых* и *косвенных*, а также *постоянных*, *переменных*, *валовых* и *эксплуатационных*, которые подробнее рассмотрены в Таблице 13.

Таблица 13 Классификации издержек

<i>Валовые и эксплуатационные издержки</i>	
<i>Валовые затраты</i>	совокупные затраты на различных уровнях производства ³
<i>Эксплуатационные затраты</i>	«..расходы, связанные с эксплуатацией машин, оборудования, транспортных средств и т.д.» ⁴
<i>Прямые и косвенные издержки</i>	
<i>Прямые издержки</i>	ресурсы, непосредственно затраченные на производство единицы продукции (объем материалов, энергии, времени сотрудников и другие расходы).

¹ Баканов М.И., Мельник М.В., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа: Учебник. / Под ред. Баканова М.И. – 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Финансы и статистика, 2005. – 359 с.

² Друкер П. Ф. Эффективное управление предприятием: Пер. с англ. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2008. - С. 83-88.

³ Румянцева Е.Е. Новая экономическая энциклопедия. 3-е изд. – М.: ИНФРА-М, 2008. – VI, с.175.

⁴ Популярная экономическая энциклопедия/ Гл. ред. Некипелов Ф.Д.; Ред. кол.: Автономов В.С., Богомолов О.Т., Глинкина С.П. и др. – М.: Большая Российская энциклопедия, 2001. – с. 90.

<i>Косвенные издержки</i>	издержки, которые не связаны с производством напрямую, но относятся к деятельности компании в целом (например, использование одного станка для производства различных видов продукции) ¹ .
<i>Постоянные и переменные издержки</i>	
Переменные издержки (по англ. <i>variable costs</i> , далее по тексту «VC»)	стоимость ресурсов, необходимых для производства единицы продукции, величина которых непосредственно зависит от объема и структуры производства. Различают пропорциональные и непропорциональные выпуску продукции переменные издержки.
<i>Постоянные издержки (по англ. fixed costs, «FC»)</i>	фиксированные расходы, не зависящие от степени загрузки производственных мощностей и объема производства. К ним относят арендную плату, фиксированную заработную плату работников, ремонтные и эксплуатационные работы. Удельный вес постоянных издержек характеризует степень гибкости предприятия.

В диссертационном исследовании понятие *эксплуатационных затрат* является одним из ключевых. Определение, сформулированное в рамках данного исследования, звучит следующим образом:

Эксплуатационные затраты – это затраты, связанные с эксплуатацией и содержанием основных фондов, инфраструктурных объектов и прочих объектов, участвующих в процессе производства.

Общая схема определения прямых затрат на продукцию, использованная в данном диссертационном исследовании, будет включать:²

- прямые материальные затраты;
- прямые затраты на оплату труда;
- общепроизводственные затраты.

Описанные в таблице 12 классификации издержек стали предметом изучения многих исследователей современной экономической теории. Рассмотрим результаты некоторых исследований:

¹ Румянцева Е.Е. Новая экономическая энциклопедия. 3-е изд. – М.: ИНФРА-М, 2008. – VI, с.175.

² Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н. Финансовый анализ: учеб. - М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2008. – С.133-180.

Анализируя деление затрат на прямые и косвенные, Крейнина (2001) определяет прямые затраты, как расходы на производство и реализацию одного вида продукции. Она подчеркивает, что, как правило, все прямые затраты являются переменными. В данном диссертационном исследовании, оценка косвенных издержек будет использована на этапе анализа эффективности эксплуатации инфраструктурных объектов в разделе 3.2.

Игнатов (2004) отмечал, что деление затрат на постоянные и переменные, принятое в отечественной и зарубежной практике, не совсем удобно и должно быть гибким, в зависимости от особенностей предприятия и сферы его деятельности^{1,2}. Шеремет (2001)³ отмечал, что переменные издержки – это затраты, величина которых не зависит от степени загрузки производственных мощностей и объема производства. В нефтегазодобывающей практике к ним относят сырье и материалы, топливо и энергию, основную и дополнительную заработную плату производственных рабочих и другие затраты. По мнению Булгаковой Л.Н., более высокие постоянные издержки, ведут к более высокому порогу рентабельности⁴. Эту же зависимость подчеркивает также Тафинцева (2001) и Бригхэм (1992 и 1993)^{5,6}.

Некоторые экономисты подразделяют постоянные затраты на две составляющие⁷:

- затраты, характеризуемые мощностью производства;
- затраты управления, отражающие политику администрирования компании.

¹ Игнатов А.В. Анализ финансового состояния предприятия // Финансовый менеджмент, №4, 2004.

² Игнатов А.В. Определение точки безубыточности предприятия на практике // Финансовый менеджмент, №6, 2004.

³ Управленческий учет: Учеб. пособие / Под ред. Шеремета А.Д. – 2-е изд., испр. - М.: ФБК-ПРЕСС, 2001. – с.15-51.

⁴ Булгакова Л.Н. Операционный левверидж. Золотое правило экономики. Теория и практика. //Финансовый менеджмент №4, 2001, С. 14-25.

⁵ Brigham Eugene F. Fundamentals of Financial Management. — 6-thEdition. — The Dryden Press, 1992.

⁶ Brigham E.F., Gapenski L.C. Intermediate Financial Management. —4-th ed. — The Dryden Press, 1993.

⁷ Чумаченко Н.Г. Учет и анализ в промышленном производстве США. - М.: Финансы, 1971.

Подобный подход используется в практике нефтегазодобывающих компаний, когда часть постоянных расходов относится на обслуживание и эксплуатацию оборудования, а часть на административно-хозяйственную деятельность.

Важно отметить, что отнесение затрат к постоянным и переменным условно. Так, Воронцовский (1999) при оценке эффективности инвестиционного проекта подразделял затраты только на «условно-переменные» и «условно-постоянные». Альтернативной точки зрения придерживались Ковалев и Волкова, которые подчеркивали, что при разработке алгоритмов аналитической оценке часто принимаю деление затрат на постоянные, переменные и условно-переменные, которые могут принимать форму постоянных в зависимости от уровня производства.

Разделение издержек на постоянные и переменные является одним из ключевых атрибутов качественной оценки эффективности. По мнению Коласса (1997), также анализирующего зависимость между затратами, производством и прибылью, упрощенная схема деления издержек на переменные и постоянные может привести к искажению результатов оценки эффективности производства компании¹.

Стоянова (2006)² изучала влияние роста объема производства на изменение постоянных и переменных затрат. Зависимость динамики постоянных и переменных затрат от объемов производства нефти было изучено нами и зафиксировано в таблице 14. Данный принцип будет использован на дальнейших этапах диссертационного исследования.

Таблица 14. Зависимость изменения переменных и постоянных издержек от тренда объема производства

¹ Коласс Б. Управление финансовой деятельностью предприятия. Проблемы, концепции и методы: Учебное пособие / Пер. с франц. под. ред. проф. Я.В. Соколова, — М.: Финансы, ЮНИТИ, 1997.

² Финансовый менеджмент: теория и практика / Под. ред. Стояновой Е.С. – 6-е изд. - М.: Изд-во «Перспектива», 2006. – с. 185.

Объем производства и реализации продукции	Переменные издержки		Постоянные издержки	
	Суммарные	На единицу продукции	Суммарные	На единицу продукции
Повышается	Растут	Не изменяются	Не изменяются	Падают
Снижается	Падают	Не изменяются	Не изменяются	Растут

Источник: исследования автора

Как видно из Таблицы, совокупные переменные издержки изменяются прямо-пропорционально объему производства при неизменном значении удельных переменных затрат на единицу продукции. В то же время сумма постоянных издержек остается неизменной при изменении объема производства, однако, удельная норма постоянных затрат на единицу продукции обратно пропорциональна изменению объема производства.

Деление затрат на постоянные и переменные позволяет выявить влияние объема производства на величину конечной прибыли от реализации продукции, работ или услуг.

Подобную формулировку переменных и постоянных затрат предлагает Крейнина (2001, 26). Автор относит затраты на сырье и материалы, оплату труда сотрудников, чей труд оплачивается по сдельному принципу, затраты на топливо, газ и энергию к переменным затратам. В свою очередь, арендные платежи, амортизацию основных фондов, расходы на содержание зданий и помещений относятся к постоянным затратам. Крейнина подчеркивает также, что условность при делении на условно-переменные и условно-постоянные затраты состоит в том, что некоторые виды издержек могут в определенных случаях переходить из разряда переменных в постоянные, и наоборот. Автор использует принцип маневрированности затрат в качестве инструмента варьирования цены и достижения, таким образом, безубыточности производства.

Рассматривая валовые издержки, математическая формула, использованная при разработке методики оценки издержек диссертационного исследования (Глава 3), имеет следующий вид (Ковалев, Волкова):

$$TC = VC + FC \quad (14)$$

где TC – общие издержки, VC – переменные затраты на единицу продукции, Q – объем производства, FC – постоянные издержки.

$$VC = VC'Q \quad (15)$$

где VC' – переменные затраты на единицу продукции, Q – объем производства.

Среди существующего многообразия подходов важно выделить, что затраты могут включаться в себестоимость продукции полностью или частично, когда учитываются только переменные затраты, что будет подробнее рассмотрено ниже.

Специфика управления издержками нефтегазодобывающих компаний
Особенности управления издержками нефтегазодобывающих компаний

Управление издержками – это инструмент достижения компанией максимально эффективного результата. Предмет управления издержками на предприятиях нефтегазодобывающей промышленности есть все существующие затраты компании. При этом основными особенностями издержек являются:

- *динамика* – непрерывное изменение издержек в процессе деятельности компании, что связано, например, с меняющимися тарифами на топливо и электроэнергию, ценами на сырье и материалы, нормами расхода ресурсов и другие факторы;
- *разнообразие* – издержки компании носят дифференцированный характер, связанный с производственной, общехозяйственной, коммерческой и иной деятельностью, что требует применения различных методов управления издержками, градация которых основывается на существующей классификации затрат, позволяющей оценить степень влияния различных расходов на конечную экономическую эффективность деятельности компании;
- *сложность учета и оценки* затрат, обусловленная отсутствием абсолютно точных и достоверных методик измерения и дальнейшего учета;

- *противоречивость* влияния на конечную экономическую эффективность деятельности компании. Например, повышение эффективности достигается в результате снижения издержек на производство за счет роста инвестиций в новые технологии.

Одним из важнейших показателей является показатель затрат на единицу товарной продукции, который отражает эффективность управления издержками компаний. При этом повышение рентабельности производства продукции оказывает прямое влияние на снижение конечной себестоимости¹.

В основе управления затратами нефтегазодобывающей отрасли лежит бухгалтерский и управленческий учет. При этом основной целью управленческого учета является достижение запланированных показателей производственно-хозяйственной деятельности фирмы.

Научные исследования методов управления издержками нефтегазодобывающих компаний

Вопросы управления издержками на основании деления на постоянные и переменные издержек исследовался Тафинцевой (2001)². Автор исследовала понятие маржинального дохода, сопоставляя выручку от производства только с переменными затратами. Разница между выручкой и переменными издержками (маржинальный доход) используется для покрытия постоянных издержек. Постоянные издержки автор классифицировала по следующим группам:

- по определенному виду продукции;
- по определенной товарной группе;
- по определенному производственному участку;
- общехозяйственные затраты.

¹ Демченков В.С., Милета В.И. Системный анализ деятельности предприятий: - М.: Финансы и статистика, 1990 - С. 124-134.

² Тафинцева В.Н. Маржинальный доход как инструмент оценки финансовых результатов. //Финансовый менеджмент №3, 2001, С. 15-27.

Однако, в подходах Тафинцевой (2001) оценка осуществляется в разрезе производственного участка, без детализации до минимальной производственной единицы – скважины. Этот недостаток будет учтен при разработке методики комплексного анализа в диссертационном исследовании.

Уланов¹ исследовал управление издержками через оценку влияния роста издержек нефтяных компаний на снижение их рентабельности. Автор отмечал, что уровень удельных операционных затрат российских нефтяных компаний на 62-90% превышает удельные операционные затраты мировых компаний. Он выделял следующие **основные методы управления издержками** в нефтяной компании:

- постатейный учет издержек;
- регулирование численности производственного и административного персонала;
- контроль издержек на услуги подрядных организаций;
- мониторинг и анализ отклонений фактических показателей от планируемых на основании введения нормативов затрат;
- контроль исполнения бюджетного фонда;
- нормирование всех видов используемых ресурсов.

Системы управления издержками нефтегазодобывающих компаний.

Их преимущества и недостатки

Традиционно функцию управления издержками в компании выполняет система контроллинга и управленческого учета. Рассмотрим функцию контроллинга более подробно, как наиболее комплексный инструмент управления издержками.

Контроллинг – это интегрированная система планирования и контроля прибыльности компании, осуществляемых на основании информационного обеспечения. Целью контроллинга является достижение стратегической цели

¹ Уланов В.Л. Нормирование производственных ресурсов как путь снижения издержек нефтяных компаний, НК «Лукойл» // Нефтяное хозяйство. - 1998,- №1, - С. 17-19.

компании – максимальной прибыли – за счет контроля издержек и рентабельности производства. Именно процесс контроллинга связывают с понятием ликвидации «узких мест», определяемых в процессе контроллингового анализа.

Выделяют стратегический и оперативный контроллинг. Стратегический контроллинг фокусируется на стратегических долгосрочных целях компании, в то время как оперативный контроллинг решает текущие производственные краткосрочные и среднесрочные задачи¹.

Одним из наиболее важных моментов в контроллинге является учет затрат по местам их формирования, или, иными словами, по центрам возникновения затрат².

Модель оперативного контроллинга решает следующие задачи:

- установление центров затрат и ответственности в разрезе производственных и функциональных подразделений.
- формирование принципов оперативного планирования и управления деятельностью компании в соответствии с установленными центрами затрат и ответственности.

В теории контроллинга инструментом контроля издержек сводится к сравнению фактических и плановых показателей, выявлению отклонений и поиску их причин. Хан Д.³ отмечал, что критерий отклонения не является надежным, но используется по причине отсутствия других критериев. Критериев контроля постоянных издержек больше. Хан Д. поддерживает в своих работах методы нормирования затрат по процессам для конкретизации причины отклонения по влияющим факторам.

¹ Фольмут Х.Й. Инструменты контроллинга от А до Я. / Пер. с немец.: М.: Финансы и статистика, 1997. – 800 с.

² Дейли А., Штайгматер Б. Контроллер и контроллинг. М.: Финансовая газета, 1997, №14. - С.10–13–15; №15. – с. 19-22.

³ 1. Хан Д. ПИК. Планирование и контроль: концепция контроллинга.: Пер. с нем./ Под ред. и с предисл. А.А. Турчака, Л.Г. Головача, М.Л. Лукашевича. - М.: Финансы и статистика, 1997. - с.275.

Анализируя теорию контроллинга с точки зрения достижения максимизации эффективности работы нефтегазодобывающей компании за счет своевременного выявления точной причины снижения эффективности, можно выделить ее недостатки: относительно низкая эффективность сравнения плановых и фактических показателей и выработке рекомендаций на основании разработанных норм затрат¹; плановые показатели рассчитываются на основании нормирования затрат или на основании фактических результатов, полученных за предыдущие периоды; нормирование затрат является наиболее широко распространенным способом планирования в нефтегазодобывающей отрасли; анализ проводится не детальнее, чем в разрезе производственных цехов; анализ проводится не чаще, чем раз в месяц. кроме того.

Эти недостатки выявляют необходимость внедрения методики, основанной на комплексном анализе экономической эффективности эксплуатации месторождений. При этом методика должна предусматривать проведение анализа в разрезе минимальных производственных единиц на ежесуточной основе. Сравнение существующих характеристик управления издержками контроллинга и необходимых характеристик методики управления издержками нефтегазодобывающих компаний, приведено в табл. 15.

Таблица 15. Сравнение существующих характеристик управления издержками контроллинга и необходимых характеристик управления издержками

Критерий сравнения	Существующие характеристики управления издержками контроллинга	Необходимые характеристики методики управления издержками
Цель	Контроль издержек и рентабельности производства	
Задача	Выявление и ликвидация «узких мест» производственного процесса	
Принятие управленческого решения	Коллективное принятие решения, выработанное на основании групповой работы	
Инструмент	Сравнение плановых и фактических показателей. Использование нормирования	Определение экономической эффективности за счет анализа фактического текущего денежного потока

¹ Дайле А. Практика контроллинга. – М.: Финансы и статистика, 2001, С. 242-246.

	при расчете плановых показателей	
Периодичность	Ежемесячно	Ежесуточно в режиме on-line
Минимальная анализируемая единица	Производственный цех добычи	Скважина

Источник: исследования автора

Выявленные недостатки учтены при разработке предлагаемой в диссертационном исследовании методики и рассмотрены более подробно в Главе 3.

В контроллинге основными методами управления издержками являются такие инструменты, как: директ-костинг, стандарт-костинг, таргет-костинг и бюджетирование.

Директ-костинг основывается на калькулировании учетной себестоимости и является одним из наиболее широко-используемых методов управления издержками. Стандарт-костинг основан на калькулировании нормативной себестоимости и нормировании затрат и, как правило, используется совместно с директ-костингом. Таргет-костинг, или целевое управление затратами, основано на определении затрат на основании их рыночной стоимости, а не возможностями компании. Наконец, бюджетирование является инструментом финансового управления через планирование, учет и контроль за доходами и расходами.

В практике нефтегазодобывающих компаний используются все перечисленные инструменты контроллинга. Наиболее комплексный анализ при этом выполняется на основе директ-костинга, который подробнее рассмотрен ниже.

Система «Директ-костинг» в практике нефтегазодобывающих компаний.

Понятие «директ-костинга» освещено в работах Шеремета (2001)¹, Шеремета и Сайфулина (1995)², Ионовой и Селезневой (2008)³, Белова, Добринина и Карлика (2003)⁴.

В сравнении с альтернативными методиками управления затратами, которые сводятся к анализу отклонений фактических от плановых показателей, задачей «директ-костинга» является контроль цепочки «затраты - объем производства - прибыль» (по английски: Cost-Volume-Profit, «CVP-анализ»).

Например, Шеремет (1998 и 1999)^{5,6} и Булгакова, исследуя факторную цепочку «Затраты - Объем производства – Прибыль», определяли «директ-костинг» как «систему прямых затрат», анализирующую только затраты, зависящие от объемов производства, что позволяет оперативно принимать управленческие решения по оптимизации деятельности предприятия.

Анализ цепочки «затраты-объем-прибыль» также носит название «операционный анализ»⁷. Ионова и Селезнева определяют операционный анализ как метод оценки затрат во взаимозависимости с объемом производимой продукции и прибылью⁸. Основой его является система учета и анализа прямых затрат на производство и их зависимости от изменения объемов выпуска. Система «директ-костинга» позволяет установить взаимосвязи между затратами,

¹ Управленческий учет: Учеб. пособие / Под ред. Шеремета А.Д. – 2-е изд., испр. - М.: ФБК-ПРЕСС, 2001. – С. 45-51.

² Шеремет А.Д., Сайфулин Р.С. Методика финансового анализа. - М.: ИНФРА-М, 1996, С. 21-43.

³ Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н. Финансовый анализ: учеб. - М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2008. – С.133-180.

⁴ Белов А.М., Добрин Г.Н., Карлик А.Е. Экономика организации (предприятия): Практикум / Под общ. Ред. проф. А.Е. Карлика. – М.: ИНФРА-М, 2003. – С. 109-113.

⁵ Шеремет А.Д., Сайфулин Р.С. Финансы предприятий. — М.: ИНФРА-М, 1998.

⁶ Шеремет А.Д., Негашев Е.В. Методика финансового анализа. — М.: ИНФРА-М, 1999.

⁷ Финансовый менеджмент: Учебник / кол. авторов; под ред. проф. Шохина Е.И. - М.: КНОРУС, 2010. – С. 248-266.

⁸ Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н. Финансовый анализ: учеб. - М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2008. – С. 133-180.

объемами производства и прибылью, проанализировать влияние объема производства на его прибыльность или убыточность, а также спрогнозировать изменение затрат и прибыли в зависимости от производства.

Важным элементом системы CVP-анализа является оценка структуры затрат. В настоящее время не существует единого мнения о том, какая структура затрат является оптимальной в рамках той или иной отрасли.

Важной особенностью «директ-костинга» является то, что при калькулировании учитывается только переменная часть, определяющая маржинальный доход.

В целом, определяют ряд допущений, принимаемых при анализе методом директ-костинга:¹

- Деление затрат на постоянные и переменные.
- Переменные затраты прямо пропорциональны изменению объема производства.
- Постоянная цена продукции.
- Постоянный уровень производительности труда и эффективности управления.
- Эквивалентность объема производства объему реализации.
- Равенство реальной и номинальной стоимости денег.
- Постоянство структуры производимой продукции.
- Равномерный во времени выпуск продукции.

Исторически в директ-костинге учитывались только прямые переменные затраты, в то время как косвенные расходы списывались на финансовые результаты деятельности. В настоящее время подход несколько изменился и анализируемые переменные затраты включают как прямые, так и косвенные переменные издержки².

¹ Белов А.М., Добрин Г.Н., Карлик А.Е. Экономика организации (предприятия): Практикум / Под общ. Ред. проф. А.Е. Карлика. – М.: ИНФРА-М, 2003. – С. 109-113.

² Николаева С.А. Особенности учета затрат в условиях рынка: система «директ-костинг»: Теория и практика. - М.: Финансы и статистика, 1993. – С. 5-45.

Кроме того, при применении системы «директ-костинг» все постоянные затраты делят на полезные и бесполезные, или не используемые в производственном процессе. При оценке бесполезных затрат анализируются производственные факторы, влияющие на конечную прибыльность.

Другой особенностью системы является совмещение производственного и финансового учета таким образом, что появляется возможность постоянного контроля над цепочкой «затраты-объем-прибыль». При этом примерная модель отчета имеет вид, приведенный в таблице 16.

Таблица 16. Пример производственно-финансового отчета при применении «директ-костинга»

Объем реализации продукции	1500
Выручка от реализации продукции	3000
Переменные издержки	2000
Маржинальный доход (выручка-переменные издержки)	1000
Постоянные издержки	400
Чистый доход	600

Источник: исследования Николаевой С.А.¹

Как видно из таблицы, отчет содержит одновременно производственные и финансовые показатели, что позволяет определить влияние объема производства на конечный финансовый результат².

При методике «директ-костинга» организация учета затрат включает учет³: по видам затрат, по местам возникновения затрат, по носителям затрат, учет за период.

По видам затрат организация учета предполагает деление на постоянные и переменные. Переменные затраты являются основой для калькулирования неполной себестоимости, в то время как сумма переменных и постоянных издержек определяет полную себестоимость.

¹ Николаева С.А. Особенности учета затрат в условиях рынка: система «директ-костинг»: Теория и практика. - М.: Финансы и статистика, 1993. – С. 5-4.

² Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н. Финансовый анализ: учеб. - М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2008. – С.133-180.

³ Николаева С.А. Особенности учета затрат в условиях рынка: система «директ-костинг»: Теория и практика. - М.: Финансы и статистика, 1993. – С. 45-84.

По местам возникновения затрат. Учет осуществляется при распределении по центрам ответственности - производственным элементам в различной детализации, осуществляющим планирование, учет и контроль издержек. В целом, под центром ответственности понимают функциональные подразделения, ответственные за обоснованность понесенных издержек. Группировка затрат по местам возникновения относится прежде всего к производственным цехам, на которые приходится наибольшая часть затрат любого промышленного предприятия¹.

Как правило, места возникновения затрат должны совпадать с выделенными центрами ответственности.

Учет по носителям затрат подразумевает учет издержек по видам продукции, работ или услуги, производимых предприятием.

Учет затрат за период предполагает выявление общей суммы издержек за конкретный отчетный период.

Таким образом, организация учета затрат по системе «директ-костинга» обладает преимуществом в сравнении с принятой калькуляцией полной себестоимости, в связи с возможностью анализа зависимости влияния изменения объемов производства на затраты и конечную прибыль.

В связи с тем, что процесс производства для большинства отраслей промышленности является многостадийным, возникает необходимость контроля затрат на каждом этапе производства. Это принимает еще большую актуальность для такого технологически сложного процесса, как добыча нефти и газа. Существующая система предусматривает предоставление плановых и фактических показателей ежемесячно на основании форм управленческой отчетности по каждому центру ответственности.

¹ Осипов В.И. Информационное обеспечение управления издержками производства. - Саранск: Изд-во Мордов. ун-та, 2001. – С. 123-133.

Общий анализ себестоимости не позволяет охарактеризовать каждый отдельный этап формирования затрат. Поэтому система контроля затрат «по центрам ответственности», отличная от бухгалтерского учета, является более оптимальной.

Наиболее существенные **недостатки системы «директ-костинга»** включают¹:

- Сложность разделения затрат на постоянные и переменные, так как большинство издержек носит условный характер;
- Необходимость учета постоянных расходов при анализе, так как они участвуют в производственном процессе;
- Необходимость внесения изменений в бухгалтерский учет при переходе на систему «директ-костинга».

Разрабатываемая методика должна учитывать и нивелировать сложности классического подхода «директ-костинга». Также необходимо учесть **достоинства системы «директ-костинга»** при разработке методики комплексной оценки эффективности в рамках диссертационного исследования, в частности:

- учет прямых расходов, зависящих от объема производства;
- учет затрат по центрам ответственности. При этом разрабатываемая методика должна дополнить этот принцип, включив более детализированный учет по центрам ответственности, который в настоящее время отсутствует в общепринятой практике «директ-костинга».

Принципиальным отличием разрабатываемой методики от системы директ-костинга должны являться:

- внедрение нового понятийного аппарата для определения прямых затрат, обеспечивающих прямую экономию денежных средств при оптимизации нефтегазодобывающего производства.

¹ Николаева С.А. Особенности учета затрат в условиях рынка: система «директ-костинг»: Теория и практика. - М.: Финансы и статистика, 1993. – С. 5-45.

- посуточный мониторинг, обеспечивающий более полный контроль и своевременное выявление проблемных участков;

Сравнение методики «директ-костинга» с целевыми параметрами разрабатываемой методикой оценки приведено в таблице 17.

Таблица 17. Сравнение методики директ-костинга и разрабатываемой методики оценки эффективности

Характеристики методики «Директ-костинг»	Характеристики разрабатываемой методики оценки эффективности
<i>Сходства</i>	
Обе методики включают учет и анализ прямых затрат на производство и их зависимости от изменения объемов выпуска.	
<i>Различия</i>	
Учет затрат по центрам ответственности	Детализированный учет по центрам ответственности
Условный характер классификации издержек. Учет только переменных затрат	Введение понятия «условно-прямых затрат», включающих как переменные, так и постоянные расходы
Переход на систему «директ-костинга» требует внесения изменений в бухгалтерский учет	Независимость от отчетности. Адаптированность под действующие в компании программные продукты мониторинга производственных показателей
Учет затрат за отчетный период (месяц, квартал, год)	Ежедневный мониторинг в режиме он-лайн

Выявленные целевые параметры будут учтены при разработке методики комплексной оценки в рамках диссертационного исследования и описаны более подробно в Главе 3.

Последующие этапы оценки в системе «директ-костинг» включают расчет критического объема производства, критического объема выручки, критического уровня постоянных затрат, критической цены реализации, минимального уровня маржинального дохода, расчет планового объема производства для заданного уровня прибыли, оценка различных вариантов производства, обеспечивающих достижение заданного уровня прибыли. Иными словами,

теория «директ-костинга» напрямую связана с теорией определения точки безубыточности, которая также характеризует взаимозависимости между затратами, объемом производства и прибылью и которая рассмотрена более подробно в разделе 2.3.

2.3. Формирование точки безубыточности как критерия эффективности производственной деятельности нефтегазодобывающих компаний

Понятие безубыточности

Понятие безубыточности является широко распространенным и достаточно изученным в экономике. Рассмотрим несколько традиционных определений безубыточности.

Новая экономическая энциклопедия определяет точку безубыточности (break-even point, «ВЕР») производства как «объем или уровень операций, при котором совокупный доход равен совокупным издержкам». Иными словами, это точка «нулевой прибыли» или «нулевого убытка»¹. Ее также называют «мертвой точкой» и «критической точкой»².

Ковалев и Волкова определяют точку безубыточности или «мертвую точку» как уровень производства, позволяющий покрыть все затраты и выйти на нулевую прибыль³.

Шеремет и Сайфулин (1998) определяют «норму безубыточности» как минимальный объем выпускаемой продукции, обеспечивающий «нулевую» прибыль⁴.

Райзберг, Лозовский и Стародубцева⁵ считают, что **точка безубыточности** – это уровень производства или иного показателя экономической деятель-

¹ Румянцева Е.Е. Новая экономическая энциклопедия. 3-е изд. – М.: ИНФРА-М, 2008. – VI, 639 с.

² Управленческий учет: Учеб.пособие / Под ред. Шеремета А.Д. – 2-е изд., испр. - М.: ФБК-ПРЕСС, 2001. – С.45-51.

³ Ковалев В.В., Волкова О.Н. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учеб. - М.: Проспект, 2010. – С. 170-176

⁴ Шеремет А.Д., Сайфулин Р.С. Финансы предприятий. - М.: ИНФРА-М, 1998. – С. 65-72.

⁵ Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. Современный экономический словарь. — 2-е изд., испр. М.: ИНФРА, 1999 - 599с.

ности, при котором объем выручки от реализации продукции или услуг совпадает с размером понесенных издержек производства. С целью получения прибыли, компания должна производить объем продукции, превышающий критический объем точки безубыточности. В обратном случае производство является убыточным.

Среди исследователей, занимавшихся вопросами точки безубыточности Тафинцева определяет порог безубыточности как «выручку от реализации, которая покрывает переменные затраты и прямые постоянные затраты. При этом промежуточный маржинальный доход равен нулю».

Как известно, анализ безубыточности предполагает оценку взаимозависимостей между доходами и расходами при различных уровнях производства. В экономической теории, уровень безубыточности достигается при покрытии всех операционных затрат, в том числе амортизации.

Шохин и Стоянова называет точку безубыточности «порогом рентабельности». Автор отмечает, что порог рентабельности достигается при такой выручке, «при которой предприятие уже не имеет убытков, но еще не получает прибыли»¹.

Традиционно в теории финансового менеджмента метод точки безубыточности применялся только к статическим оценкам. В последнее время прослеживается тенденция учета применения метода для оценки критических условий производства в различные периоды времени с учетом фактора дисконтирования. При разработке методики комплексной оценки в диссертационном исследовании точка безубыточности будет применяться как на этапе статистической, так и динамической оценки (Раздел 3.3).

Как было отмечено, переменные издержки возрастают пропорционально росту объема производства, в то время как постоянные затраты не зависят от

¹ Финансовый менеджмент: Учебник / кол. авторов; под ред. проф. Шохина Е.И. - М.: КНОРУС, 2010. – 259 с.

него. Терехин¹ исследовал более сложные зависимости постоянных и переменных издержек при построении графиков безубыточности. Автор показывал, что переменные издержки на единицу продукции могут как увеличиваться, так и уменьшаться с ростом производства, однако, в целом, результаты более реальных зависимостей схожи с результатами идеальных². Этот вывод будет использован в диссертационном исследовании при расчете точек безубыточности производства (Раздел 3.3).

Вопрос безубыточности также освещался в работах Крейниной (2002). Исследуя продажи, автор выявляла точки безубыточности, зависящие от выручки и объема реализации.³ Данная диссертация базируется на подобных принципах анализа выручки от реализации и затрат (Раздел 3.3).

В других исследованиях автор детально анализирует выручку с точки зрения влияния факторов на объемы реализации, затраты и цену. В данном диссертационном исследовании цена будет приниматься как фиксированное, заданное значение, определяемое рынком, поэтому ее влияние на конечный результат не анализируется, а рассматриваются лишь параметры, на которые предприятие может оказать прямое влияние с целью повышения эффективности производственного процесса (Раздел 3.3.)⁴.

Исследованием вопроса определения точки безубыточности в нефтегазовой отрасли занимались такие ученые как Колядов, Зубарева, Дунаев, Андреев и другие⁵.

¹ Четыркин Е.М. Финансовый анализ производственных инвестиций. – 3-е изд., ипр. - М.: Дело, 2002. – С. 65-95.

² Финансовое управление фирмой / В.И.Терехин, С.В. Моисеев, Д.В. Терехин, С.Н. Цыганков; под ред. В.И. Терехина. – М.: «Экономика». 1998. – 92 с.

³ Крейнина М.Н. Операционный леведредж как инструмент планирования прибыли от продаж. //Финансовый менеджмент. - №1. - 2002. - С. 3-12.

⁴ Крейнина М.Н. Управление выручкой и прибылью от продаж в условиях изменения спроса на продукцию предприятия. //Финансовый менеджмент. - 2001.- №4. - С. 3-13.

⁵ Андреев А.Ф., Самохвалов Е.П., Пельменева А.А., Бурыкина Е.В. Основы экономики и организации нефтегазового производства: учеб. пособие для вузов. Под ред. Андреева А.Ф. – М.: «Академия». 2014. –С. 130-133.

В связи с тем, что в диссертационном исследовании *точка безубыточности или «порог рентабельности»* рассматривается через показатель денежного потока, то будем определять ее как *объем добычи нефти, при котором выручки достаточно для покрытия производственных затрат и обеспечения нулевого денежного потока.*

Методы определения точки безубыточности

Как известно, в экономической теории точка безубыточности, или барьерная точка, может относиться как к объемным производственным, так и к финансовым показателям. Так, анализ объема безубыточности позволяет рассчитать критический объем производства, необходимый для покрытия всех затрат, в то время как анализ цены безубыточности связан с определением цены для достижения необходимого объема выручки с целью покрытия всех затрат при заданном уровне производства.

Для определения величины безубыточности необходимо соблюдать следующие условия:

- расходы производства являются функцией объема производства;
- объем производства равен объему реализации, или, иными словами, отсутствуют переходящие остатки нерезализованной продукции;
- постоянные издержки неизменны для любого объема производства;
- переменные расходы изменяются пропорционально объему реализации, поэтому также колеблются и полные издержки;
- цены реализации продукции стабильны во времени. Общая выручка зависит от уровня цены и объема реализации;

В существующей системе управленческого учета для определения точки безубыточности применяются три метода:

1. Математический метод.
2. Метод маржинального дохода (или валовой прибыли).
3. Графический метод.

1. Математический метод (метод уравнения)

Для вычисления порога рентабельности изначально записывается формула расчета прибыли предприятия:

$$\text{Прибыль} = \text{Выручка от реализации продукции (работ, услуг)} - \text{Переменные расходы} - \text{Постоянные расходы}$$

Выручка – это основной источник финансовых ресурсов компании.¹ Также как и денежные потоки, выделяют выручку от основной, инвестиционной и финансовой деятельности. В данном исследовании рассматривается только выручка от основной деятельности нефтяной компании – продажи добываемых нефти и газа. Если точка безубыточности – это точка нулевой прибыли, то данную формулу можно представить следующим образом:

$$P \times V_{\text{кр}} - VC - FC = 0 \quad (16)$$

где P - цена единицы продукции, $V_{\text{кр}}$ — объем реализации в точке безубыточности, VC - переменные расходы, FC - постоянные расходы.

После преобразований выведем аналитическую формулу оценки критического объема производства:

$$V_{\text{кр}} = \frac{FC}{P - VC} \quad (17)$$

где $V_{\text{кр}}$ - критический объем производства, P – цена (price) за единицу продукции, FC -постоянные расходы, VC - переменные расходы на единицу продукции.

На основании формулы безубыточности можно рассчитать также целевой объем производства, обеспечивающий достижение необходимого объема прибыли.

$$V_{\text{ц}} = \frac{FC + Pr}{P - VC} \quad (18)$$

где $V_{\text{ц}}$ – целевой объем производства, Pr – целевой объем прибыли.

Кроме того, на основании формулы безубыточности можно рассчитать период, в течение которого производство достигает порога рентабельности.

¹ Андреев А.Ф., Самохвалов Е.П., Пельменева А.А., Бурькина Е.В. Основы экономики и организации нефтегазового производства: учеб. пособие для вузов. Под ред. Андреева А.Ф. – М.: «Академия». 2014. – С. 123.

Четыркин использует понятие «барьерный срок окупаемости» - или минимально допустимый срок реализации выпускаемой продукции при существующих годовых объемах производства. При этом формула расчета барьерного срока окупаемости имеет следующий вид:

$$T_{\text{ок}} = \frac{FC}{q(P-VC)} \quad (19)$$

где $T_{\text{ок}}$ – барьерный срок окупаемости, q - объем производства.

В диссертационном исследовании введем и будем использовать термин «*период достижения порога рентабельности*» - это барьерный срок окупаемости единицы производства или инфраструктурного объекта.

2. Метод маржинального дохода (или валовой прибыли);

Точку безубыточности часто определяют через «маржинальную прибыль». Разница между маржинальной прибылью и постоянными расходами составляет «операционную прибыль».¹

Маржинальный доход – это сумма покрытия постоянных затрат, определяемая как выручка минус переменные издержки компании^{2,3}:

$$MR=R-VC \quad (20)$$

где MR – маржинальный доход («marginal revenue»), R – выручка от реализации продукции («revenue»), VC – переменные издержки («variable costs»).

Маржинальный доход = Выручка от продажи продукции – Переменные затраты

При этом условием безубыточности является равенство маржинального дохода постоянным расходам:

Маржинальный доход = Постоянные затраты

*Маржинальный доход на единицу * $V_{кр}$ = Постоянные затраты;*

¹ Финансовый менеджмент: Учебник / кол. авторов; под ред. проф. Шохина Е.И. - М.: КНОРУС, 2010. – с.248-266

² Крейнина М.Н. Финансовая устойчивость предприятия: оценка и принятие решений. //Финансовый менеджмент.- №2.- 2001.- С.3-12.

³ Зубарева В.Д., Золотникова Л.Г., Епифанова Н.П., Матвеев Ф.Р., Иваник В.В., Иванов А.В., Олещук Н.И., Отвагина Л.Н., Саркисов А.С., Семеняка А.Н., Хрычев. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности. - М.: ГТА - Сервис, 2000. – С. 291-293.

Таким образом, критический объем производства можно выразить также через объем маржинальной прибыли:

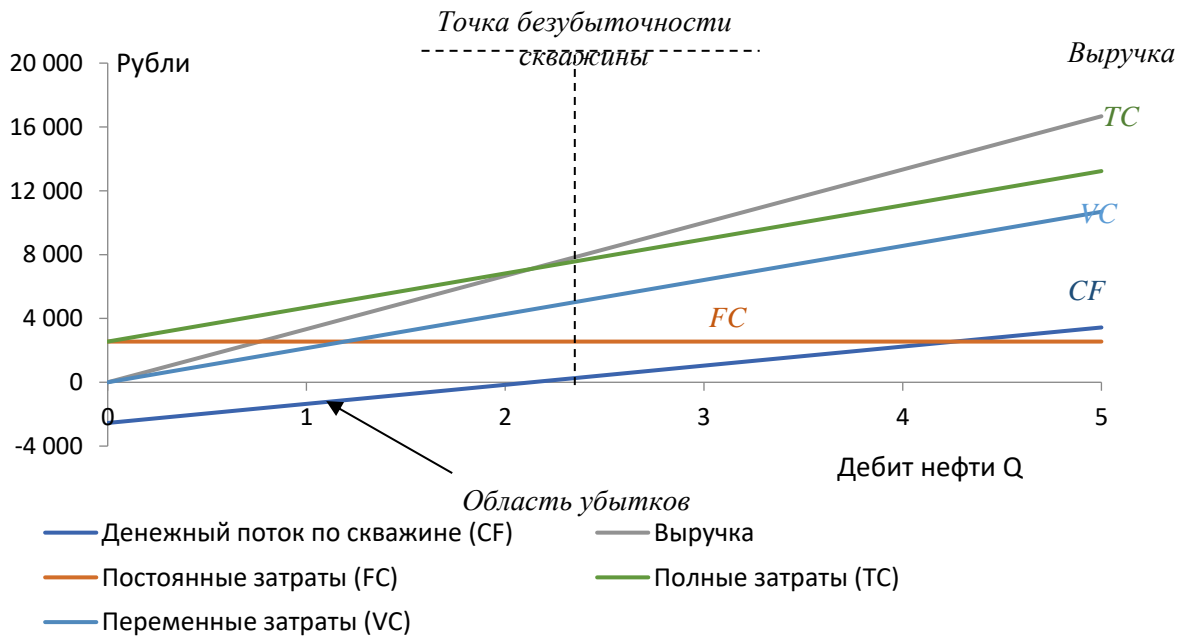
$$V_{кр} = \frac{FC}{\text{Маржинальная прибыль на единицу продукции}} \quad (21)$$

Большой вклад в изучение маржинального дохода в нефтегазовом секторе внесла Отвагина Л.Н. В своем анализе Отвагина приходит к выводу, что значения точки безубыточности, рассчитанные по методу маржинального дохода, выше, чем при распределении постоянных затрат пропорционально выручке. Это позволяет обеспечить более точную оценку точки безубыточности¹.

Таким образом, при данном подходе точка безубыточности достигается при равенстве постоянных затрат маржинальному доходу.

3. Графический метод. Графическое определение точки безубыточности на примере реальной нефтедобывающей скважины изображено на рисунке. Ось ординат отражает суточный дебит нефти по скважине, тогда как ось абсцисс – денежное представление в рублях. В данном случае FC – это уровень постоянных издержек, VC – это совокупные переменные издержки по скважине, TC – прямая общих издержек, Выручка – прямая выручки от реализации продукции, Денежный поток CF – прямая, рассчитанная как разница между выручкой и общими издержками TC. Если предприятие не производит ничего, то его расходы равны сумме постоянных расходов FC, а выручка нулю. Если же предприятие начинает производство, то точка безубыточности достигается тогда, когда дельта между доходом от продаж и суммой переменных расходов равна постоянным затратам. Иными словами, когда доходы от продаж равны сумме переменных и постоянных расходов. На графике это точка пересечения прямой выручки с прямой общих издержек.

¹ Отвагина Л.Н. Способы распределения затрат по видам продукции в газодобыче // Нефть, газ и бизнес, №4, 2007. - С.32-35.



Источник: Исследования автора

Рис. 7. График точки безубыточности на примере реальной нефтяной скважины

Как видно из графика, точка безубыточности определяется пересечением линии доходности скважины с осью абсцисс и достигается при равенстве выручки и полных издержек, которая возрастает по мере роста дебита нефти при прочих равных условиях.

Согласно графику, безубыточный объем в данном примере равен примерно 2.1 тонн в сутки (т/сут.). Чтобы проверить точное значение безубыточности, необходимо подставить исходные параметры в формулу:

$$V_{кр} = \frac{FC}{P-VC} = \frac{2550}{3339-2137} = 2.13 \text{ т/сут.} \quad (22)$$

Этот график носит также название «график рентабельности»¹. А точка безубыточности называется также «порогом рентабельности»². Из графика точки безубыточности можно сделать следующие выводы:

¹ Балабанов И.Т. Основы финансового менеджмента: Учеб. Пособие. - М.: Финансы и статистика, 1998. - с. 414-422

² Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых областях: Учебник: 2-е изд., перераб. и доп. - М.:МАКС Пресс, 2008. - с.72

- «Порог рентабельности» - есть точка пересечения выручки от реализации и прямой общих издержек, после достижения которой, дальнейшее производство является прибыльным. Нижняя левая область отражает зону убытков, а верхняя правая - зону прибыли

- Компания получит прибыль, если объем реализации будет больше критического объема, отраженного на оси абсцисс.

Точка безубыточного производства отражает минимально рентабельный уровень добычи. Компания должна принимать во внимание, как изменяющиеся параметры повлияют на изменение точки безубыточности. Например, рост обводненности продукции окажет прямое влияние на рост переменных затрат на добычу, в результате чего, значение точки безубыточного производства увеличится, как изображено в таблице 18.

Таблица 18. Значение точки безубыточности скважины
для разных уровней обводненности

Дебит нефти	Дебит жидкости (нефть+вода)	Обводненность	Постоянные затраты	Переменные затраты	Точка безубыточного объема
т/сут	м3/сут	%	руб	руб	руб
3,1	4,8	35%	1 157,0	254,1	0,43
3,1	5,2	40%	1 157,0	273,2	0,43
3,1	5,6	45%	1 157,0	295,8	0,44
3,1	6,2	50%	1 157,0	323,0	0,45
3,1	6,9	55%	1 157,0	356,2	0,46
3,1	7,8	60%	1 157,0	397,6	0,47
3,1	8,9	65%	1 157,0	451,0	0,49
3,1	10,3	70%	1 157,0	522,1	0,51
3,1	12,4	75%	1 157,0	621,6	0,54
3,1	15,5	80%	1 157,0	770,9	0,58
3,1	20,7	85%	1 157,0	1019,8	0,66
3,1	31,0	90%	1 157,0	1517,5	0,81
3,1	62,0	95%	1 157,0	3010,6	1,27

Источник: исследования автора на основании данных нефтедобывающей Компании

Как видно из таблицы, значение безубыточного объема возрастает по мере роста обводненности продукции при прочих равных условиях.

Основным преимуществом анализа точки безубыточности является установление взаимозависимости между цепочкой «затраты-объем-прибыль». При этом анализ может быть расширен с точки зрения оценки отдельного влияния постоянных и переменных затрат или цены. Его основным преимуществом является определение минимального уровня экономической деятельности, необходимого для избежания финансовых потерь.

Если производятся различные виды продукции, то для безубыточного объема реализации будут определяться различные варианты цен по видам продукции.

В нефтегазодобывающих компаниях анализ безубыточности производства используется достаточно редко с целью решения конкретной производственной задачи. Это обусловлено отсутствием стандартизированной методики.

Основные выводы по Главе 2

В целом во второй главе:

- Рассмотрены операционные затраты на добычу нефти и себестоимость как основной показатель, используемый в отрасли. Показана важность управления себестоимостью за счет проведения мероприятий с целью достижения ее снижения.
- Проанализированы основные особенности нефтегазодобывающей отрасли, влияющие на формирование и учет затрат.
- Рассмотрены существующие способы классификации издержек, проанализированы их недостатки.
- Исследованы методы управления издержками, в том числе контроллинг и директ-костинг.
- Проанализированы методы определения точки безубыточности. Проведена интеграция теоретических подходов в нефтегазовую сферу на примере анализа безубыточности скважины для разных уровней обводненности при прочих равных условиях.

Таким образом, существующие подходы к анализу затрат нефтегазодобывающей отрасли имеют следующие недостатки:

- анализ эффективности производства сводится к анализу себестоимости и выявлению путей ее минимизации. При этом калькулирование себестоимости осуществляется в целом по цехам добычи или месторождениям. В этой связи возникает проблема выявления затрат, снижение которых принесет максимальный экономический эффект;

- оценка себестоимости производится не чаще одного раза в месяц. В этой связи при возникновении изменений текущих условий производства, сложно определить последствия этих изменений до наступления отчетного периода по формированию себестоимости.

Как видно из приведенного исследования, существующие проблемы обуславливают необходимость разработки и внедрения методики детализированного текущего анализа экономической эффективности, основу которой будет составлять детализированная оценка текущих затрат в разрезе всех существующих центров формирования затрат: производственных единиц и инфраструктурных объектов. При этом инструмент применения методики должен быть гибким и обеспечивать постоянный ежедневный мониторинг в режиме он-лайн с целью своевременного выявления проблемной работы и оперативного принятия необходимых мер.

ГЛАВА 3. КОНЦЕПЦИЯ ДЕТАЛИЗИРОВАННОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

3.1. Особенности нефтегазодобывающего комплекса. Роль в экономике, тенденции, проблемы. Производственная специфика процесса добычи

Основные тенденции и проблемы развития нефтедобывающего сектора России

При годовом уровне добычи нефти в объеме 3,9 миллиарда баррелей (барр.) и газа в объеме 640 триллиона метра кубических (трлн. м³) по данным 2016 года¹, Россия является одним из лидеров по добыче энергоресурсов наряду с Саудовской Аравией и США. По данным Oil and Gas Journal² доказанные запасы нефти в России на 2016 достигают 80 миллиардов баррелей (млрд барр.), что составляет 13% мировых запасов нефти. В России сконцентрированы крупнейшие в мире доказанные запасы газа, достигающие 1688 трлн м³, или 45% от всех мировых запасов³. Динамика добычи нефти по годам приведена на рисунке.

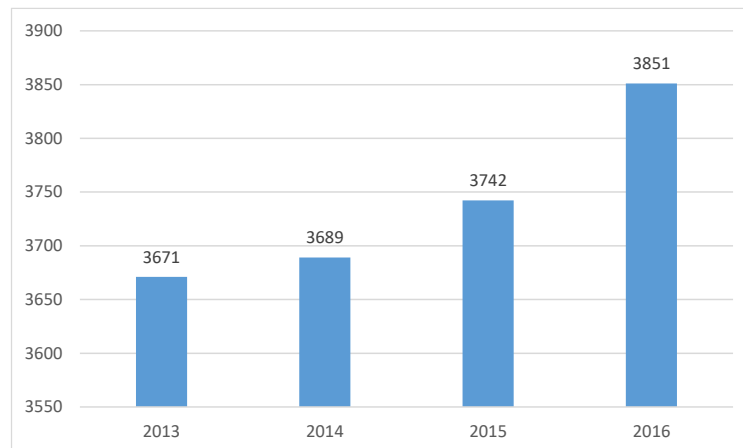


Рисунок 8. Динамика добычи нефти и конденсата в РФ, млн.барр.

Источник: EIA International Energy Statistics (EIA статистика показателей международной энергетики, 2017)

¹ U.S. Energy Information Administration – EIA. Country Analysis Brief: Russia. 2017. <https://www.eia.gov/>

² Oil & Gas Journal, “Worldwide Look at Reserves and Production,” (December 5, 2016), p. 22. (Обзор мировых ресурсов и производства, Oil & Gas Journal, Декабрь 2016, - с.22.)

³ Eastern Block Research, CIS and East European Energy Databook 2014, 2014. - p. 2 (Статистические данные исследования восточного блока, стран бывшего СНГ и восточной Европы 2014, с. 2)

Российская экономика существенно зависит от природных ресурсов, составляющих более половины федерального бюджета и 68% всего экспорта страны¹. Крупнейшим рынком сбыта нефти и газа России является Европа, на которую приходится до 70% нефти и 90% газа страны, обеспечивая 30% спроса европейских государств на энергоресурсы².

Основные нефтеносные районы России приведены в таблице 19.

Таблица 19. Основные нефтеносные районы России и их доли в общем объеме добычи страны

Нефтеносные провинции России	Производство, баррелей в сутки	Доля в общем объеме
Западная Сибирь	6 422	61,6%
Урал и Поволжье	2 310	22,2%
Восточная Сибирь	802	7,7%
Северный Кавказ	331	3,2%
Тимано-Печорская провинция	283	2,7%
Дальний Восток	277	2,7%
ИТОГО	10 425	100%

Источник: Статистические данные стран Каспийского залива и Восточной Европы, 2014, с. 2³

К основным районам нефтедобычи относятся Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ, Европейский Север (Тимано-Печорский регион, в том числе республика Коми и северная часть Ямало-Ненецкого автономного округа), Восточная Сибирь и Дальний Восток⁴.

Наибольшая доля (до 62%) в общем объеме добычи страны обеспечивается месторождениями Западной Сибири, расположенными в Тюменской, Томской, Новосибирской, Омской областях, а также Ханты-Мансийского и

¹ Анализ общеэкономической ситуации России // Министерство экономического развития Российской Федерации: сайт URL: www.economy.gov.ru (дата обращения: 09.11.2015).

² BP Statistical Review of World Energy 2015. Data workbook. 64th edition, July 2, 2015, - 46 p. (Статистический отчет мировой энергетической индустрии. British Petroleum, 64-е издание, - 2015, - 46 с.)

³ Eastern Bloc Research, CIS and East European Energy Databook 2014, «Table 6 Production of oil+condensate by region, mn tons», 2014, - p. 2

⁴ Байбаков Н.К., Байков Н.К., Басниев и др. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России. - М.: ИГиРГИ, 1995. - с. 7-16

Ямало-Ненецкого автономных округов. Крупнейшими месторождениями Западной Сибири являются Саматлорское и Федоровское¹.

Поволжье являлось наибольшим нефтеносным районом страны до открытия месторождений Западной Сибири. Крупнейшее месторождение Волго-Уральской провинции – Ромашкинское. Одним из перспективных регионов считается Тимано-Печорский, на территории которого расположены недавно открытые залежи прибрежных районов Баренцева моря.

Восточная Сибирь является сравнительно молодым регионом добычи нефти, что обусловлено удаленностью и сложностью климатических условий. Основные районы добычи включают Красноярский край, Республика Саха (Якутия), Иркутская область, а также районы Дальнего Востока, в частности, остров Сахалин и шельф Охотского моря².

Выделяют следующие основные проблемы, существующие в нефтедобыче³:

— Выработанность запасов нефти в существующих (традиционных) провинциях нефтедобычи, связанная с естественным истощением месторождений. Так, ежегодный прирост добычи сократился с 10,9 млн т. в 2010 году до 3,3 млн т. в 2014 году⁴, в то время как ожидаемый уровень среднего суточного дебита нефти по скважине составил 5,39 тонн в сутки (т/сут.) в 2030 году против 7,8 т/сут. в 2007 году.⁵

— Снижение разведанных запасов и темпов их воспроизводства⁶

— Уменьшение объемов запасов новых месторождений нефти, обусловленных с усложнением климатических и горно-геологических условий добычи.

¹ Байбаков Н.К., Байков Н.К., Басниев и др. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России. - М.: ИГиРГИ, 1995. – с. 57-72

² Информационный портал ОАО «НК «Роснефть» «Мир нефти». <http://www.mirnefti.ru>.

³ Об Энергетической стратегии России на период до 2020 года: распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р (ред. от 07.02.2014).

⁴ Официальный источник: Министерство Энергетики РФ, <http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas/>.

⁵ Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах // Бурение и Нефть. 2011. № 2. (<http://burneft.ru/archive/issues/2011-02/6>).

⁶ Ильинский А.А., Шамалов Ю.В. Стратегические приоритеты развития нефтегазового комплекса России в современных условиях. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. №3. С.13-27

— Падение коэффициента извлечения нефти, связанных со сложными геологическими условиями добычи, такими как высоковязкие нефти, высокая обводненность и низкопроницаемые коллекторы, требующие применения специальных, относительно дорогостоящих методов воздействия на пласт.

Особое значение имеет обводненность продукции, достигающая 85% в России (при 75% в среднем по миру). Иными словами, количество добываемой воды в пять раз превышает содержание нефти. Перекачка больших объемов жидкости и ее последующее отделение напрямую влияет на энергозатраты, связанные с эксплуатацией насосов и сепараторов, что в конечном итоге ведет к повышению себестоимости единицы добываемой продукции. Снижение обводненности в России до мировых стандартов позволило бы достичь экономии до 2 млрд долларов в год¹.

Обозначенные выше проблемы ведут к изменению производственного потенциала и снижению рентабельности эксплуатации, которая усугубляется тем, что при бурении скважин в 1991-1999 отсутствовало экономическое обоснование, ставшее причиной появления ряда нерентабельных месторождений².

Перечисленные проблемы усугубляются ужесточением конкуренции на мировом рынке нефти³. В последние годы, на фоне растущей мировой потребности в энергоресурсах, их производство существенно возросло, благодаря открытию новых перспективных месторождений (шельф Мексиканского залива), обнаружению и разработке так называемых нетрадиционных источников энергоресурсов (сланцевый газ, производство которого полномасштабно начато в США в 2013 году), а также появления альтернативных источников энергии (солнечная энергия).

¹ Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания // Геология нефти и газа. 2012, № 5, - С. 30–38.

² Муслимов Р.Х. Особенности разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики // Нефтяное хозяйство.- 1996.- № 11.

³ Размаев М. Бизнес модели и состояние отраслей Новой Экономики; вторая часть обзора «Рынки и Бизнес-модели Новой Экономики» // ECOMMERCE.AL.RU.2010. URL: <http://www.citycor.ru/analis/newecon/market.htm#q1> (дата обращения: 16.11.2015).

Существующие тенденции падающей добычи текущих и растущей мировой конкуренции стимулировали освоение новых месторождений Восточной Сибири, Дальнего Востока (Верхечонское, Северо-Талаканское, Ярактинское и другие месторождения), и севера Европейской части страны (Восточно-Ламбейшорское месторождение). Наряду с освоением ресурсов материка, существенные инвестиции привлекаются в разработку шельфовых залежей (Приразломное месторождение, шельф Каспийского моря)¹. Кроме того, благодаря привлечению внешних инвесторов (ExxonMobil, Eni, Statoil, China National Petroleum Company)², началась разведка перспективных проектов освоения трудноизвлекаемых запасов (Арктический шельф) и сланцевой нефти (Баженовская свита западной Сибири). Наиболее перспективными регионами считаются шельф Каспийского моря, Арктика и неразведанные районы Тимано-Печоры³.

Не смотря на открытие перспективных регионов, требующих высокой концентрации инвестиций⁴, существенное внимание в развитии нефтегазового сектора России уделяется также повышению оперативной эффективности существующих производственных объектов, испытывающих необходимость в постоянном мониторинге и оптимизации.

Это связано с тем, что сокращение добычи в традиционных нефтегазодобывающих районах приводит к росту капитальных и операционных затрат на тонну добываемой продукции. Анализ месторождений западной Сибири показал, что без применения мер по оптимизации производство становится убыточным после двух-трех лет⁵. В нефтегазовом секторе выделяют следующие направления повышения оперативной эффективности производства:

¹ Официальный источник: Министерство Энергетики РФ, <http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas/>.

² Henderson, J & Loe, J. «The Prospects and Challenges for Arctic Oil Development». Oxford Institute for Energy Studies, November 2014, p. 34. (Хендерсон Дж., Лои Дж. Перспективы и проблемы развития арктической нефти. Оксфордский Институт Энергетики, Ноябрь 2014, - С. 34).

³ The future of Russian oil exploration Beyond 2025, Report Ernst & Young, 2011, - 16 p. (Будущее Российской нефтяной разведки после 2025 года. Отчет Ernst & Young, 2011, - 16 с.).

⁴ Исследование инвестиционной привлекательности России 2013 год. Формируя будущее России. Earnst & Young. «Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.», 2013, 69с.

⁵ Александров В., Кобулия Г., Оптимизация экономики месторождений Вестник McKinsey, №24, - 2011.- <http://www.vestnikmckinsey.ru/oil-gas/optimizaciya-ehkonomiki-mestorozhdenij>.

1. Мероприятия по повышению уровня добычи с целью наращивания выручки и сокращения постоянных затрат за счет эффекта масштаба производства;

2. Мероприятия, направленные на сокращение операционных и капитальных затрат на добычу и содержание избыточной инфраструктуры. В среднем в структуре издержек нефтедобывающей компании операционные затраты занимают до 50%, в то время как оставшиеся 50% относятся к капитальным затратам на бурение и строительство. Динамика роста капитальных затрат по данным McKinsey&Co средней российской нефтедобывающей компании составляют 15-20%, операционных затрат – 10-15% в год¹.

Анализ экспертов McKinsey&Co² показал, что потенциал повышения операционной эффективности по двум выделенным направлениям составляет 10-15% и 10-20% соответственно. Мероприятия по оптимизации работы месторождений, как правило, охватывают следующие сферы³:

— технико-технологические решения, связанные⁴:

- с наращиванием производственных мощностей за счет строительства скважин, приобретения нового оборудования, в том числе поиска решений по оптимизации капитальных затрат на строительство скважин и инфраструктуры⁵;

- с внедрением новых технологий;

- с совершенствованием системы эксплуатации месторождения, в том числе определением оптимального времени ремонта с целью сокращения затрат на услуги ремонтных бригад;

¹ Александров В., Кобуля Г., Оптимизация экономики месторождений Вестник McKinsey, №24, - 2011.- <http://www.vestnikmckinsey.ru/oil-ang-gas/optimizaciya-ehkonomiki-mestorozhdenij>

² Александров В., Кобуля Г., Оптимизация экономики месторождений Вестник McKinsey, №24, - 2011.- <http://www.vestnikmckinsey.ru/oil-ang-gas/optimizaciya-ehkonomiki-mestorozhdenij>

³ Александров В., Кобуля Г., Оптимизация экономики месторождений Вестник McKinsey, №24, - 2011.- <http://www.vestnikmckinsey.ru/oil-ang-gas/optimizaciya-ehkonomiki-mestorozhdenij>

⁴ Муслимов Р.Х. Особенности разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики // Нефтяное хозяйство.- 1996.- № 11

⁵ Правление «Газпрома» одобрило Комплексную программу реконструкции и технического перевооружения объектов газотранспортной системы на 2007–2010 годы // Официальный сайт компании ОАО «Газпром». URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2006/september/article55862/> (дата обращения: 10.12.2015).

— планирование, связанное, как правило, с максимально эффективными плановыми решениями по капитальным вложениям в новое бурение, строительство и проведение дорогостоящих мероприятий (гидро-разрыв пласта, зарезка бокового ствола скважины);

— качественный подбор подрядных организаций, предусматривающий поиск высокого качества услуг за минимальную цену, посредством организации тендерных процедур;

— контроль качества выполненных работ и исполнения бюджета, направленный на повышение качества мониторинга качественного и своевременного исполнения плана капитальных вложений и выполнения услуг подрядными организациями.

Существующие исследования показывают, что наибольший потенциал оптимизации операционной деятельности сконцентрирован в технико-технологических решениях при планировании. В этой связи, основные решения по оптимизации аккумулируются в постоянном мониторинге и выборе оптимального технологического решения.

В целом, анализ существующих проблем Российской нефтедобычи позволяет сделать следующие выводы:

- падающая добыча нефти и ее высокая обводненность отражается на росте операционных затрат на единицу продукции;

- на фоне мировых тенденций и существующих проблем привлечения инвестиций в развитие новых регионов, отрасль испытывает необходимость в повышении операционной эффективности существующих традиционных месторождений добычи нефти;

- большинство используемых подходов концентрируются на технико-технологических решениях, направленных на максимизацию добычи или оптимизацию капитальных вложений в инфраструктуру.

При отсутствии единой стандартизированной методики анализа, в случае получения убытков от эксплуатации, возникает трудность, во-первых,

с определением истинной причины их возникновения, во-вторых, с разработкой комплекса мер для устранения проблемы.

Необходимо отметить, что понятие эффективной эксплуатации является комплексным и предполагает решение ряда задач:

1. Достижение максимального денежного потока.
2. Получение максимального дебита нефти.
3. Достижение максимального значения коэффициента извлечения нефти (КИН).
4. Максимизация эффективности производства в условиях лимитированного бюджета.
5. Ориентация на снижение себестоимости продукции.
6. Выполнение установленного плана.
7. Эффективная организация производственного процесса и т.д.

С целью устранения недостатков существующих подходов, объединения методов классификации издержек, учета затрат, оценки денежного потока и определения точки безубыточности была разработана методика детализированной оценки экономической эффективности нефтегазодобывающего производства.

Методика детализированной оценки эффективности позволяет выявить причину проблемной работы и разработать рекомендации, предлагающие комплекс мер по управлению эффективностью.

Методика детализированной оценки эффективности учитывает существующую необходимость в новых подходах по оптимизации текущей операционной деятельности. Основным преимуществом методики в сравнении со стандартными подходами является то, что разрабатываемые рекомендации базируются на комплексном анализе геологических, технологических и экономических факторов. Кроме того, предлагаемый подход к детализации денеж-

ного потока позволяет выявлять точную причину проблемной работы, обеспечивая адресный фокус рекомендаций, что в результате повышает оперативность принимаемых решений, их качество и исключает вероятность ошибки.

Основные этапы производственного цикла добычи нефти

Как уже было отмечено, в основе детализированной методики анализа операционного денежного потока лежит детализированная оценка затрат.

Для того, чтобы сформировать принципиальную схему учета затрат, мы разложили производственный процесс добычи нефти на ключевые этапы, непосредственно связанные с формированием расходов.

Существуют различные варианты обустройства и схемы движения нефти, с точки зрения прохождения этапов производственного цикла.

Рассмотрим стандартный подход к определению единой технологической системы, описанный в работах Гиматудинова Ш.К.^{1,2}, Сулейманова Р.С., Хафизова А.Р., Шайдакова В.В., Чеботарева В.В. и других³, который принят в большинстве нефтяных компаний страны и взят за основу в диссертационном исследовании.

Нефть поступает из недр земли на ее поверхность по пробуренным скважинам, обеспечивающим доступ к продуктивным пластам. Собранная нефть содержит различные механические примеси, такие как частицы породы и цемента, воды, минеральных солей и попутный нефтяной газ.

Собранная нефть с примесями перекачивается на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), на которых осуществляется учет валового объема нефти, поступившей от каждой скважины. Затем нефть перекачивается по внутрипромысловым трубопроводам на дожимные насосные стан-

¹ Гиматудинов Ш.К. (ред.) Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова / Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М.: Недр, 1983. – 45 с.

² Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И., Зайцев В.М. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учеб. для вузов/ М.: Недр, 1988.- 302 с.

³ Сулейманов Р.С., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Чеботарев В.В. и др. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технологии и оборудование. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 450 с.

ции (ДНС), на которых она подвергается частичной дегазации и обезвоживанию, после чего частично дегазированная и обезвоженная нефть перекачивается на центральный пункт сбора (ЦПС), состоящий из установки комплексной подготовки нефти (УКПН) и установки подготовки воды (УПВ).

Вода, добываемая с нефтью и растворенные в ней минеральные соли, может привести к коррозии металла трубопроводов и оборудования, в то время как механические примеси усугубляют их износ. В этой связи, перед подачей нефти в магистральный трубопровод вода, механические примеси, соли и попутный газ отделяются.

Сбор и подготовка нефти и попутного газа на месторождениях, и газа составляют единую технологическую систему, которая начинается на устье скважины и заканчивающиеся на установке комплексной подготовки нефти. На УКПН производится комплекс всех технологических мероприятий по подготовке нефти, включая очищение от механических примесей, отделение воды и газа.

Отделенная вода перекачивается на установку подготовки воды (УПВ), где проходит дальнейшую очистку от примесей. Подготовленная вода поступает на кустовые насосные станции (КНС) и далее под давлением закачивается в пласты с целью повышения пластового давления, что позволяет повысить дебит скважин и продлить период эффективной эксплуатации.

Попутный нефтяной газ, отделённый от нефти на УКПН поступает на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) для дальнейшей технологической подготовки и реализации. Нефть, отделенную на УКПН, перекачивают на головные насосные станции с целью дальнейшего перемещения по магистральному трубопроводу на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ).

Принципиальная схема обустройства технологических объектов приведена в приложении.

Понимание цели и принципов работы каждого объекта единой технологической системы позволит определить основные этапы формирования расходов, методика выделения которых предложена в диссертационном исследовании. Рассмотрим подробнее каждую производственную единицу и инфраструктурный объект.

Производственные единицы и инфраструктурные объекты

Остановимся более подробно на описании всех производственных единиц и инфраструктурных объектов, приведённом в Таблице 20.

Таблица 20. Описание производственных единиц и инфраструктурных объектов нефтегазового месторождения

Производственные единицы	
Нефтяная скважина	горная выработка круглого сечения диаметром около 75-400 миллиметров, пробуренная с целью добычи или разведки нефти. Скважины бурятся в вертикальном направлении или под углом к горизонту.
Фонд скважин	совокупность всех скважин, числящихся на балансе нефтегазодобывающей компании по всем месторождениям, включая ликвидированные скважины. Согласно общепринятой классификации скважины подразделяются на добывающие, нагнетательные, контрольные, поглощающие, находящиеся в консервации, водозаборные, ожидающие освоения после бурения, находящиеся в ожидании ликвидации и другие ¹ . В данной работе анализируются только добывающие скважины, с целью анализа эффективности процесса непосредственной добычи.
Куст скважин	несколько скважин, пробуренных в совокупности для разработки единого пласта. Под кустовым бурением понимается метод, при котором устья скважин группируются на единой общей площадке, в то время как их забои находятся в точках на глубине, соответствующих выбранному проекту разработки месторождения. В кустах бурят около 8-24 скважин. При кустовом бурении сокращаются затраты на строительномонтажные работы, строительство дорог и прочие статьи расходов. Применяются различные типы и варианты кустования в зависимости от природных условий. Выделяют локальные кусты, не связанные с помощью постоянных дорог с базой. Также кусты могут быть расположены вдоль транспортной магистрали или находиться в центре транспортной магистрали. При разработке многопластовых залежей количество скважин в кусте больше. Схемы расположения скважин зависят от геологических и природно-климатических условий, ре-

¹ Перчик А.И. Словарь-справочник по экономике нефтегазодобывающей промышленности. – 3-е изд., перераб. И доп. М., Недра, 1983.- С. 203-207

	льефа и используемой техники. Кустовое бурение широко используется как в зарубежной так и отечественной практике бурения.
Месторождение	совокупность залежей нефти, расположенных на единой площади, контролируемых единым структурным управлением и осуществляющих добычу из одной или нескольких ловушек.
Инфраструктурные объекты	
Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ)	предназначена для замера объема валовой добычи нефти, поступающей со всех скважин куста.
Дожимная насосная станция (ДНС)	обеспечивает сбор газожидкостной смеси с кустов и скважин и отделение газа от нефти с целью дальнейшей перекачки дегазированной нефти. При этом предварительное обезвоживание нефти может происходить на Установке предварительного сброса воды.
Установка предварительного сброса воды (УПСВ)	предназначена для отделения воды и газа от нефти. В состав ДНС и УПСВ входит следующее оборудование для разделения продукции: нефтегазовые и газовые сепараторы, трехфазные сепараторы для отделения воды, отстойники воды, буферные емкости перед насосами откачки нефти и отделения воды.
Установка комплексной подготовки нефти (УКПН)	УКПН предназначена для приема продукции нефтяных скважин, ее предварительного разделения на нефть, попутный нефтяной газ и пластовую воду и последующей подготовки нефти до товарного качества. Кроме того, на УКПН происходит учет товарной нефти, учет и утилизация попутного газа, откачка товарной нефти в трубопровод.
Кустовая насосная станция (КНС)	КНС предназначена для закачки воды в нагнетательные скважины из поверхностных, подземных источников или промышленных очищенных сточных вод для поддержания пластового давления в разрабатываемом продуктивном пласте нефтяного месторождения.
Центральный пункт сбора (ЦПС)	На ЦПС производится стабилизация, обезвоживание и обессоливание добытой нефти. Водонефтегазовая смесь поступает на концевое совмещенное сепарационное устройство (КССУ), где осуществляется вторая ступень сепарации и отделение воды и газа от нефти. Газ затем подается на ГПЗ, в то время как вода перекачивается на установку подготовки для последующей закачки в пласт. Нефть направляется на дальнейшую обработку.
Дороги	Обеспечивают доступ к производственным объектам
Трубопроводы	По трубопроводам осуществляется транспортировка продуктов производства (нефти, газа, воды)
Высоковольтные линии (ВЛ)	Обеспечивают промысел электроэнергией

Таким образом, производственный цикл движения нефти на месторождении схематично изображен на рисунке 9.

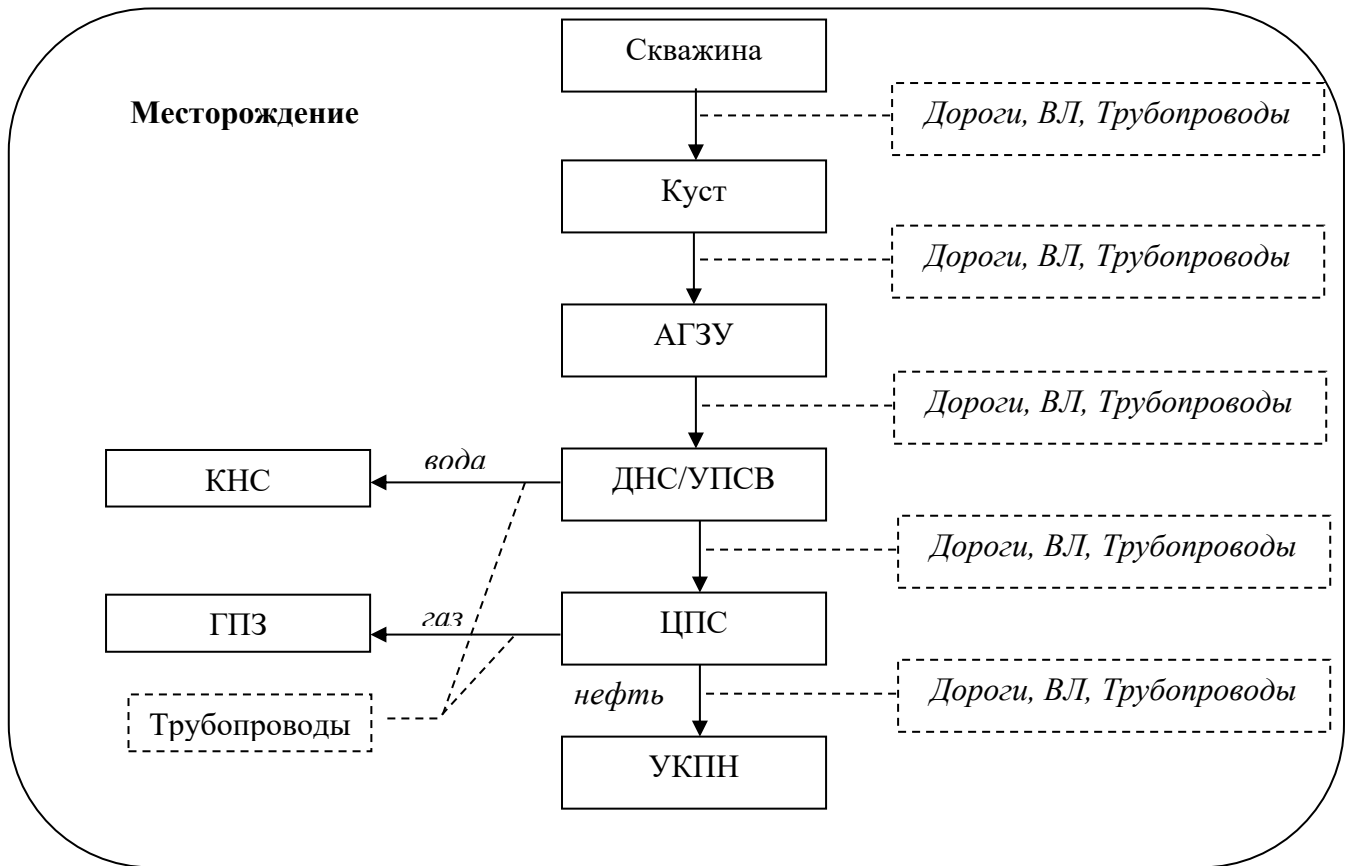


Рис. 9. Производственный цикл движения нефти на месторождении

Детальность характеристики потоков движения нефти по звеньям производственной цепочки, представленная на рисунке оказывает влияние на корректность определения денежных потоков, а значит, точность их оценки и, как следствие, управляемость.

Описанная детализация лежит в основе предлагаемой в диссертационном исследовании методики детализированной оценки экономической эффективности.

3.2. Методика детализированной оценки экономической эффективности

Концепции Методики детализированной оценки эффективности (далее – Методика) схематично изображены на рисунке 10.

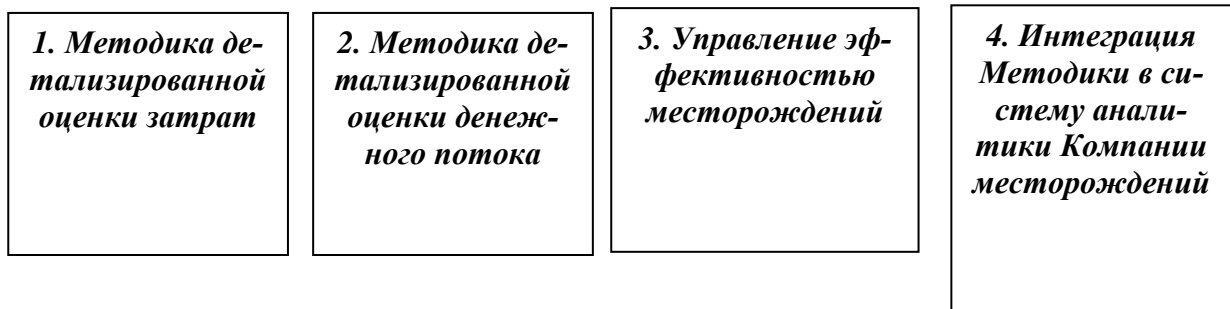


Рис. 10. Основные концепции Методики детализированной оценки эффективности

1 Методика детализированной оценки затрат

Основные этапы методики детализированной оценки затрат приведены на рис. 11.

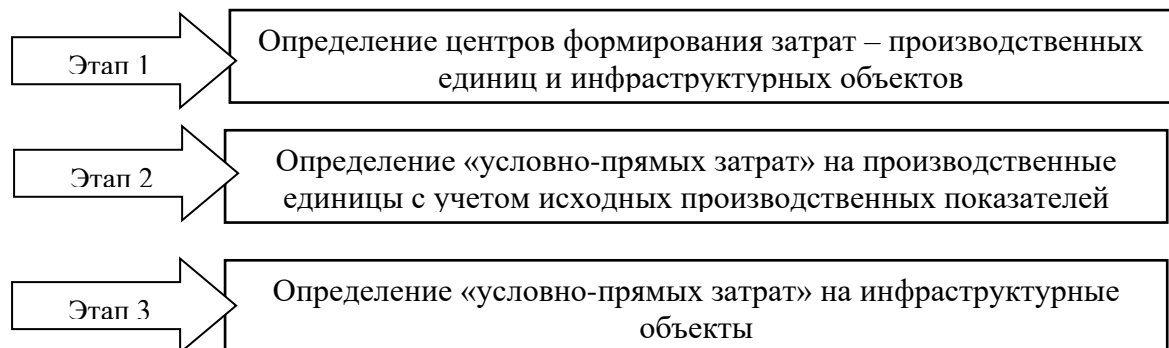


Рис. 11. Алгоритм детализированной оценки затрат

Проблема детализированного определения затрат была рассмотрена в работе Катеевой и Гараевой¹, в которой был предложен метод формирования

¹ Катеева Р.И., Гараев Л.Г. Разработка экономической модели формирования эксплуатационных затрат по добыче нефти в ОАО «Татнефть»// Нефтяное хозяйство.- 2004.- №1, - С. 22-23.

затрат по основным структурным подразделениям и, в частности, по нефтегазодобывающим управлениям (НГДУ). Бадовский и Бронзов¹, исследуя вопрос сокращения удельных затрат на добычу 1 тонны нефти, отмечали, что мероприятия по повышению производственно-экономического потенциала компании должны базироваться на детальном анализе текущей ситуации. Авторы также подчеркивали необходимость поскважинного подхода к вопросу оптимизации затрат, без ущерба для качества производственного процесса в целом. Фокусом их анализа была потенциальная экономия затрат на строительство скважин на обустройство.²

Детализированная оценка необходима для того, чтобы с точки зрения экономики понимать геологические и технологические различия между месторождениями, такие как: условия эксплуатации месторождений, химический состав нефти, степень изношенности оборудования, стадия разработки месторождения, существующая производственная инфраструктура. Все эти технологические и геологические показатели влияют на формирование единых, универсальных нормативов затрат, используемых в настоящее время.

Эксплуатационные затраты в разрезе производственных объектов и цехов в настоящее время не выделяют, однако, часто используется метод индивидуального подхода к попередельному и постатейному расчету затрат для каждого подразделения, что является очень трудоемким процессом.

Эксплуатационные затраты зависят от объема добываемой жидкости, фонда скважин и территориального расположения объектов инфраструктуры. Катеева и Гараев предложили метод регрессионного моделирования зависимости совокупных эксплуатационных затрат от объема поднимаемой жидкости, количества скважин в фонде, стоимости основных производственных фондов без учета стоимости скважин и других факторов на эксплуатационные

¹ Бадовский Н.А., Бронзов А.С., и др. Обеспечение качества и рентабельности скважин в комплексе их создания и применения// Нефтяное хозяйство.- 1998.- № 5, – С. 10-14.

² Дьяченко О.И. Методика управления операционной эффективностью эксплуатации нефтегазодобывающих компаний. // "Экономические науки". – 2016 - №12(145). – С.76-82.

затраты на добычу нефти. Такой подход позволяет облегчить процедуру планирования эксплуатационных затрат, учитывая особенности каждого НГДУ. Тем не менее, его универсальность не позволяет учесть особенностей эксплуатации каждой скважины или куста, анализируя только НГДУ в целом.

Так как последовательность прохождения нефти по каждому из этапов движения по единой технологической системе связано с несением определенного объема затрат, то производственный цикл был взят за основу детализации затрат по центрам ответственности, предложенной в данном исследовании.

Этап 1. Определение центров формирования затрат

В рамках исследования была определена наиболее оптимальная схема формирования затрат по месторождению, которая включает следующие этапы оценки:

1. Затраты на скважины.
2. Группировка по кусту.
3. Группировка по дожимным насосным станциям и установка предварительного сброса воды.
4. Группировка по кустовым насосным станциям.
5. Группировка по центральному пункту сбора (ЦПС).
6. Группировка по дорогам.
7. Группировка по трубопроводам.
8. Группировка по ВЛ.
9. Группировка по месторождению.
10. Группировка в целом по Компании.

Схематично процесс формирования расходов месторождения изображен на рисунке 12.

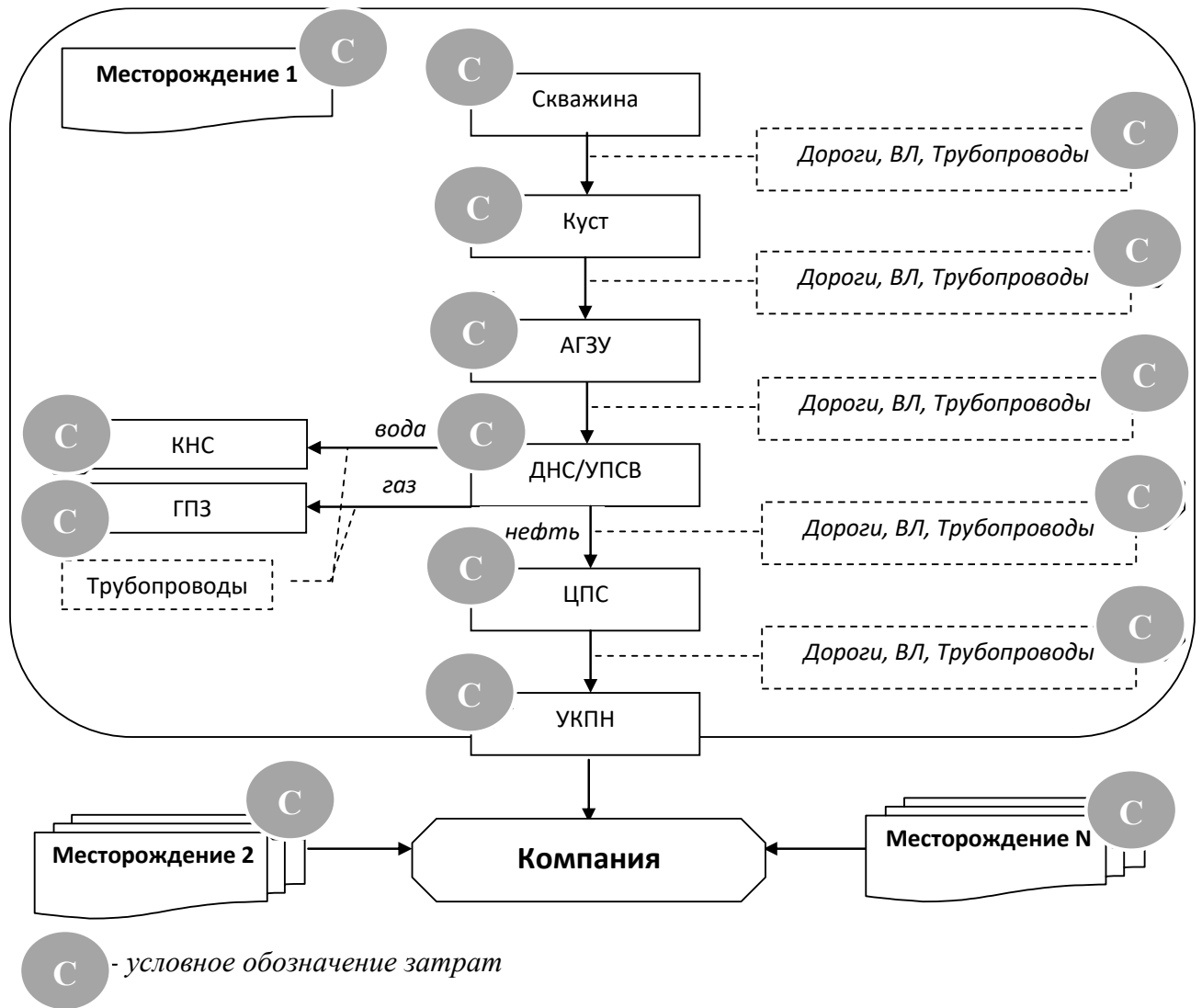


Рис. 12. Предлагаемая схема определения расходов нефтегазодобывающей компании

Определенная последовательность суммирования затрат соответствует последовательности движения нефти по этапам производственного цикла.

В связи с отсутствием понятийного аппарата для определения затрат производственных единиц и инфраструктурных объектов в существующих методологических и практических подходах, введем следующие понятия:

Затраты на эксплуатацию единиц производства - расходы на содержание и обслуживание скважин, кустов и месторождений. К этим затратам будем относить:

- *затраты на содержание и эксплуатацию скважины.*
- *затраты на содержание и эксплуатацию куста;*
- *затраты на содержание и эксплуатацию месторождения.*

Затраты на эксплуатацию объектов инфраструктуры - это расходы на содержание и обслуживание технологических объектов, обеспечивающих прохождение нефти по этапам производственного цикла сбора, технологической подготовки и транспортировки. К затратам на эксплуатацию инфраструктурных объектов будем относить:

- *затраты на содержание и эксплуатацию труб, ВЛ и дорог;*
- *затраты на содержание и эксплуатацию ДНС/УПСВ;*
- *затраты на содержание и эксплуатацию ЦПС;*
- *затраты на содержание и эксплуатацию КНС.*

Этап 2. Определение «условно-прямых затрат» на производственные единицы

Как было отмечено выше, расходы на эксплуатацию скважины состоят из суммы переменных и постоянных расходов, генерируемых ею.

Переменные затраты - это затраты, зависящие от объема добываемой нефти.

Постоянные затраты - это затраты на содержание скважины и ее обслуживание.

Постоянные затраты на обслуживание определяются по статье «Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования» согласно методике по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа.

Остановимся более подробно на переменных расходах. Проведенное исследование показало, что для получения более достоверной оценки работы скважины необходимо пренебречь закладываемыми в себестоимость затратами на содержание аппарата управления, налогами и т.п., анализируя лишь прямые текущие затраты. Важно отметить, что при остановке нерентабельного

фонда, предприятие может получить меньшую, по сравнению с запланированной, экономию денежных средств. Это связано с тем, что в предварительном расчете были учтены все затраты, понесенные скважинами в период рассмотрения или косвенно относящиеся к ним. Поэтому для получения более достоверной оценки работы скважины необходимо анализировать только переменные и постоянные затраты на скважину, которые в случае ее остановки принесут предприятию прямую экономию денежных средств. Для них мы вводим понятие *«условно-прямые затраты на скважину»*.

«Условно-прямые затраты на скважину» - это такие расходуемые для производства продукции ресурсы, которые в случае оптимизации процесса добычи могут или не могут обеспечить прямую экономию денежных средств.

К таким затратам относятся, в первую очередь, расходы по электроэнергии на механизированную добычу, содержание и обслуживание оборудования установленного на скважине, текущий ремонт скважины и т.п.

При определении *«условно-прямых затрат»* учитывались расходы по следующим процессам:

- расходы на энергию по извлечению нефти;
- расходы по искусственному воздействию на пласт;
- расходы по сбору и транспортировке нефти;
- расходы по технологической подготовке нефти, а также затраты по статье *«расходы на содержание и эксплуатацию оборудования»*.

Подробная расшифровка условно-прямых затрат на скважину приведена в таблице 21.

Как видно из таблицы 21, основная доля затрат (18,7%) приходится на электроэнергию. Размерность затрат, включенных в данный перечень, отличается от размерности, принятой в компании, поскольку принятая методика предполагает ежемесячный учет затрат, тогда как предлагаемый подход подразумевает ежесуточный мониторинг и анализ.

Таблица 21. Расшифровка «условно-прямых затрат на скважину»

Наименование статей затрат	Доля в экспл. затратах	Распределение (общепринятое)	Распределение (предлагаемое)
Подготовка сырья	0,1%	руб/тн	руб/тн
Топливо	1,4%	руб/тн	руб/тн
Энергия	18,7%	руб/м3	руб/м3
Текущий и капитальный ремонт	14,6%	тыс.руб./скв./мес	тыс.руб./ремонт
Услуги по ремонту и обслуживанию УЭЦН*	7,0%	тыс.руб./скв./мес	руб./скв./сут.
Услуги по ремонту и обслуживанию ШГН**	0,1%	тыс.руб./скв./мес	руб./скв./сут.
Услуги по ремонту и обслуживанию НКТ***	2,1%	тыс.руб./скв./мес	тыс.руб./ремонт
Геофизические услуги	2,0%	тыс.руб./скв./мес	тыс.руб./ремонт

*УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

**ШГН – штангово-глубинный насос

***НКТ - насосно-компрессорные трубы

Источник: исследование автора на основании внутренней отчетности ООО «РН-Пурнефтегаз»

Условно-прямые затраты на скважину не включают затраты на персонал. Это связано с тем, что, если отключить одну или несколько скважин, то операторы добычи будут продолжать обслуживание куста.

Как показал анализ, проведенный на примере ООО «РН-Пурнефтегаз» (рис. 13-14), удельное значение «условно-прямых затрат на скважину» в расчете на 1 тонну добываемой продукции неуклонно растет в динамике 2007-2010 гг. как в абсолютном значении (с 379 руб./тонн до 781 руб./тонн), так и в удельном весе общей суммы эксплуатационных расходов (с 38% до 46%).

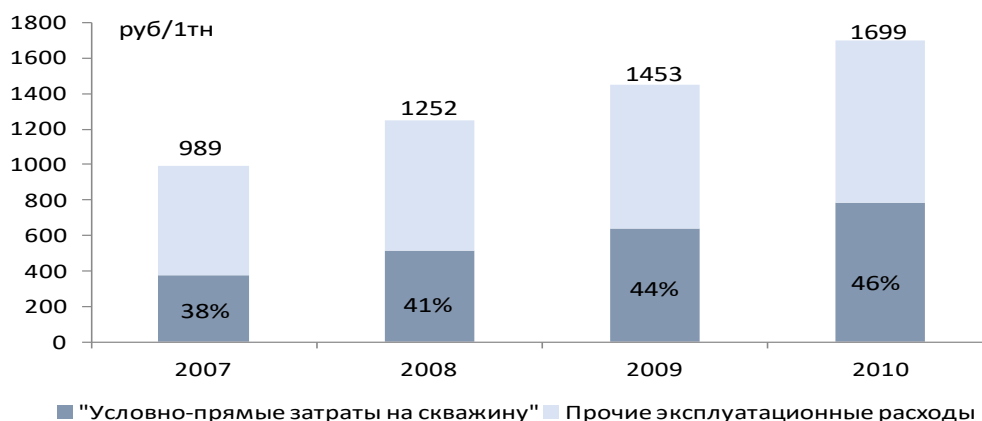
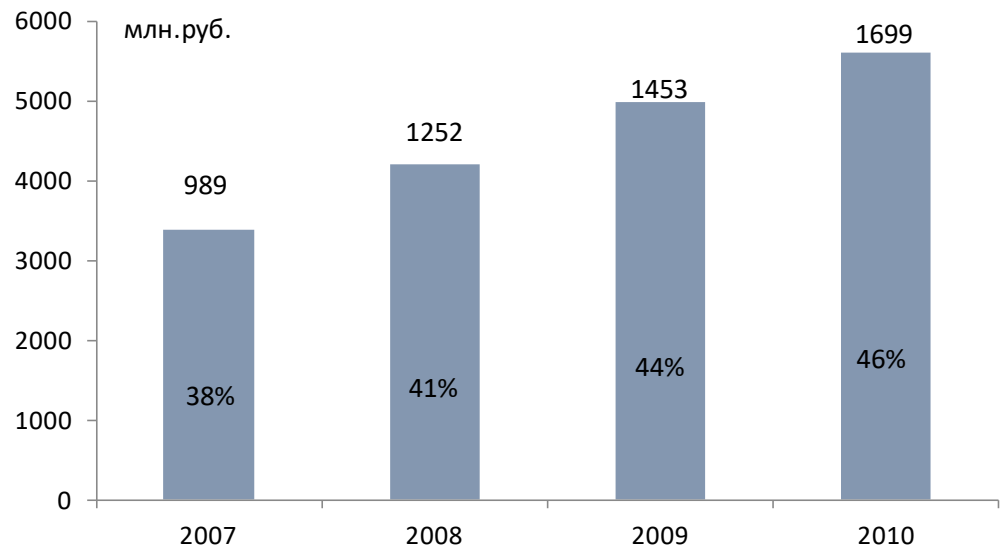


Рис. 13. График динамики изменения доли удельных «условно-прямых затрат на скважину» в общем объеме эксплуатационных затрат на 1 тонну добываемой нефти



Источник: исследование автора на основании внутренней отчетности ООО «РН-Пурнефтегаз»

Рис. 14. График изменения совокупных «условно-прямых затрат на скважину» нефтяной компании в динамике 2007-2010 гг.

На графике видно, что общая сумма «условно-прямых затрат» компании также возросла с 3382 млн руб. до 5613 млн руб. или на 66% в период с 2007 по 2010 год.

Таким образом, введение понятия «условно-прямые затраты на скважину» позволяет сгруппировать расходы, непосредственно связанные с операционной деятельностью скважины, которые в случае ее остановки позволяют определить прямую экономию денежных средств, и доля этих средств существенна как в абсолютном, так и в относительном объеме.

В сумму условно-прямых затрат на скважину включаются как переменные, так и постоянные затраты по ней:

$$\sum Z_{\text{скв}} = VC_{\text{скв}} + FC_{\text{скв}} \quad (23)$$

где $Z_{\text{скв}}$ – совокупные условно-прямые затраты на скважину, $VC_{\text{скв}}$ - переменные условно-прямые затраты на скважину, $FC_{\text{скв}}$ - постоянные условно-прямые затраты на скважину.

Кробейников и Терегулова¹, анализируя эффективность проведения геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение объема добычи нефти или сокращение обводненности, опирались на оценку условно переменных затраты на подготовку нефти и подъем жидкости, а также условно-постоянных затрат на эксплуатацию добывающего и нагнетательного фонда скважин. В данном диссертационном исследовании используется подобный подход.

В связи с отсутствием в общепринятой практике нефтегазодобывающих компаний поквацинного учета затрат решение этой задачи достигается посредством учета индивидуальности производственных показателей каждой скважины и установления математической зависимости их влияния на конечную экономическую эффективность эксплуатации скважины.

Для расчета условно-прямых затрат используются следующие исходные производственные показатели работы скважины:

Таблица 22. Исходные производственные показатели для определения условно-прямых затрат на скважину

Исходные производственные показатели для расчета затрат	Единица измерения
Суточный дебит нефти, q_n	Тонн в сутки (тн./сут)
Суточный дебит жидкости, $q_{ж}$	Кубических метров в сутки ($м^3/сут$)
Процент обводненности, %	Проценты (%)
Плотность нефти,	мПа*с

Исходные показатели, представленные в таблице позволяют определить переменную часть условно-прямых затрат на скважину, которые рассчитываются по следующей формуле:

$$VC_{скв} = Z_{нефть} + Z_{жидкость} + Z_{закачка} \quad (24)$$

¹ Кробейников Н.Ю., Терегулова Г.Р. Особенности экономической оценки проведения геолого-технических мероприятий// Нефтяное хозяйство.-2001.- № 4, с.11-13

где $Z_{нефть}$ – затраты на добычу и подготовку нефти; $Z_{жидкость}$ – затраты на перекачку жидкости; $Z_{закачка}$ – затраты на закачку воды в систему поддержания пластового давления (ППД).

Переменные затраты на добычу нефти – это затраты, зависящие от объема добываемой нефти:

$$Z_{нефть} = q_n * C_{нефть} \quad (25)$$

где q_n – суточный дебит нефти по скважине, тонн/сут., $C_{нефть}$ – удельные затраты на добычу и подготовку 1 тонны нефти, руб./тонн.

Удельные затраты на нефть формируются, на основании статьи «Расходы по сбору и транспортировке нефти»;

Переменные затраты на перекачку жидкости – это затраты, зависящие от объема перекачиваемой из пласта жидкости:

$$Z_{жидкость} = q_{жс} * C_{жидкость} \quad (26)$$

где $q_{жс}$ – суточный дебит жидкости по скважине, м³/сут.; $C_{жидкость}$ – удельные затраты на перекачку 1 м³ жидкости, руб./м³.

Удельные затраты на жидкость формируются, на основании статьи «Расходы на энергию по извлечению нефти»;

Переменные затраты на закачку воды – это затраты на поддержание пластового давления, зависящие от объема закачиваемой в пласт воды:

$$Z_{закачка} = q_{жс} * k_{компенсации} * C_{закачка} \quad (27)$$

где $C_{закачка}$ – удельные затраты на закачку 1 м³ воды, руб./м³.

Удельные затраты на жидкость формируются, на основании статьи «Расходы по искусственному воздействию на пласт»; $k_{компенсации}$ – коэффициент компенсации, необходимый для определения объема закачиваемой в систему ППД воды. Коэффициент компенсации равен соотношению объема закачиваемой воды к объему добываемой жидкости:

$$k_{компенсации} = \frac{q_в}{q_{жс}} \quad (28)$$

где $q_в$ – суточный объем закачиваемой в пласт воды, м³/сут.

Постоянные затраты – это затраты на суточное обслуживание оборудования, или затраты за сутки проката оборудования, в соответствии с договором аренды.

$$FC_{скв} = Z_{ФОН / ШГН / ЭЦН} \quad (29)$$

где $Z_{ФОН / ШГН / ЭЦН}$ - Затраты на обслуживание соответственно скважин на фонтанном способе эксплуатации (ФОН), скважин, эксплуатируемых штангово-глубинным (ШГН) или электроцентробежным насосом (ЭЦН), руб./сут.

Постоянные затраты FC определяются по статье «расходы на содержание и эксплуатацию оборудования». Для оценки постоянных условно-прямых затрат необходимо понимать текущий способ эксплуатации (СЭ). Существует три основных способа эксплуатации:

- *фонтанный СЭ (ФОН);*
- *эксплуатация штангово-глубинным насосом (ШГН);*
- *эксплуатация электро-центробежным насосом (ЭЦН).*

Способ эксплуатации влияет на сумму постоянных расходов на содержание и обслуживание скважины, определяемое затратами на обслуживание эксплуатационного оборудования, как показано в таблице 23.

Таблица 23. Постоянные условно-прямые затраты на скважину

Постоянные затраты на обслуживание оборудования скважины	Ед. измерения	Стоимость
Услуги по обслуживанию ЭЦН/Подрядчик 1	руб./сут	1157,0
Услуги по обслуживанию ЭЦН/Подрядчик 2	руб./сут	967,4
Услуги по комплексному обслуживанию и прокату ЭЦН/Подрядчик 2	руб./сут	3058,4
Услуги по обслуживанию/прокату ШГН/Подрядчик 1	руб./сут	92,9

Как видно из таблицы, обслуживание ЭЦН является самым затратным методом, тогда как фонтанный способ, требующий минимального оборудования, характеризуется наименьшими постоянными расходами на обслуживание.

Таким образом, совокупные условно-прямые затраты на скважину рассчитываются по формуле:

$$\sum Z_{\text{скв}} = q_{\text{н}} \times C_{\text{нефть}} + q_{\text{ж}} \times C_{\text{жидкость}} + q_{\text{ж}} \times k_{\text{компенсации}} \times C_{\text{закачки}} + Z_{\text{фон/шгн/эцн}} \quad (30)$$

Формулы определения условно-прямых затрат на скважину объединены в таблице 24.

Таблица 24. Формулы определения условно-прямых затрат на скважину

Название формулы	Формула
Условно-прямые затраты на скважину, в том числе:	$\sum Z_{\text{скв}} = VC_{\text{скв}} + FC_{\text{скв}}$
➤ Переменные затраты на скважину, в том числе:	$VC_{\text{скв}} = Z_{\text{нефть}} + Z_{\text{жидкость}} + Z_{\text{закачка}}$
• Затраты на подготовку нефти	$Z_{\text{нефть}} = q_{\text{н}} * C_{\text{нефть}}$
• Затраты на подъем жидкости	$Z_{\text{жидкость}} = q_{\text{ж}} * C_{\text{жидкость}}$
• Затраты на закачку воды, в том числе:	$Z_{\text{закачка}} = q_{\text{ж}} * k_{\text{компенсации}} * C_{\text{закачка}}$
○ коэффициент компенсации	$k_{\text{компенсации}} = \frac{q_{\text{в}}}{q_{\text{ж}}}$
➤ Постоянные затраты на скважину	$FC_{\text{скв}} = Z_{\text{фон / шгн / эцн}}$

Затраты на содержание и эксплуатацию куста будем определять как сумму между затратами по скважинам куста и постоянными затратами на обслуживание куста.

$$\sum Z_{\text{куст}} = \sum Z_{\text{скв}} + FC_{\text{куст}} \quad (31)$$

где $Z_{\text{куст}}$ - совокупные затраты на куст, $\sum Z_{\text{скв}}$ - суммарные затраты по всем скважинам куста, $FC_{\text{куст}}$ - постоянные затраты на куст (затраты на основную и дополнительную заработную плату работников, содержание и обслуживание основных фондов куста).

Постоянные затраты на куст – сумма расходов, необходимых для организации работы куста и не зависящих от количества скважин куста. Они опре-

деляются по статьям «Цеховые расходы» и «Общепроизводственные расходы» и связаны с организацией производства: фонд оплаты труда производственного персонала управления с отчислениями.

Постоянные кустовые затраты будут различны в зависимости от условий эксплуатации куста и объемов добываемой на нем продукции.

При отключении одной или нескольких скважин куста, сумма постоянных затрат на его содержание и обслуживание останется прежней, даже в случае необходимости содержания только одной скважины. Поэтому с точки зрения экономики важно понимать, какие именно скважины являются наиболее затратными, с целью выявления возможности дальнейшей оптимизации.

Этап 3. Определение «условно-прямых затрат» на инфраструктурные объекты

Важно понимать, что инфраструктурные объекты будут характеризоваться только постоянной составляющей затрат на содержание и обслуживание, в связи с тем, что все переменные расходы, зависящие от объема добычи, относятся непосредственно на скважины.

Группировка по инфраструктурным объектам (ЦПС, КНС, ДНС и т.д.) предполагает отнесение к этим объектам кустов, с которых нефть поступает на данные пункты. Таким образом, если нефть с n скважин/кустов поступает на какой-либо объект, как показано на рисунке, то затраты на этот объект будем рассчитывать следующим образом:

$$Z(\text{ИОб}) = \sum_1^n Z_{\text{куст}} + FC_{\text{ИОб}} \quad (32)$$

где $Z(\text{ИОб})$ - затраты на инфраструктурный объект, $\sum_1^n Z_{\text{куст}}$ - сумма затрат на кусты, с которых нефть поступает на инфраструктурный объект, включая все примыкающие дороги, ВЛ и трубопроводы, $FC_{\text{ИОб}}$ - постоянные затраты на содержание и обслуживание куста.

При этом возможность принятия объемов жидкости от скважин или кустов ограничена пропускной способностью объекта. В связи с этим, важно понимать, что нефть с одной и той же скважины или куста может поступать на несколько объектов, выполняющих одинаковый функционал. Например, нефти с куста n может одновременно поступать на ДНС или УПСВ. Поэтому при характеристике объекта важно определять долю, нефти приходящуюся на этот объект от каждой конкретной скважины или куста:

$$Z_{\text{куст}} = (\text{куст}_1 * \% + \text{куст}_2 * \% + \text{куст}_3 * \% + \dots + \text{куст}_n * \%) + FC_{\text{куст}} \quad (33)$$

где $\text{куст}_n * \%$ - затраты на куст n с учетом доли нефти, поступающей на инфраструктурный объект.

Как правило, согласно последовательности описанного производственного цикла, в первую очередь по инфраструктурным объектам рассчитываются затраты на ДНС/УПСВ:

$$Z_{\text{ДНС/УПСВ}} = Z_{\text{куст}} + FC_{\text{ДНС/УПСВ}} \quad (34)$$

где $FC_{\text{ДНС/УПСВ}}$ - постоянные затраты на содержание и обслуживание ДНС/УПСВ.

Затем после сепарации, вода с ДНС или УПСВ поступает на КНС для дальнейшей закачки в пласт, а нефть поступает на центральный пункт сбора.

Затраты на кустовую насосную станцию определяются как сумма затрат на все ДНС и УПСВ, с которых вода поступает на КНС, с учетом постоянных затрат на обслуживание КНС.

$$Z_{\text{КНС}} = \sum_1^n Z_{\text{ДНС/УПСВ}} + FC_{\text{КНС}} \quad (35)$$

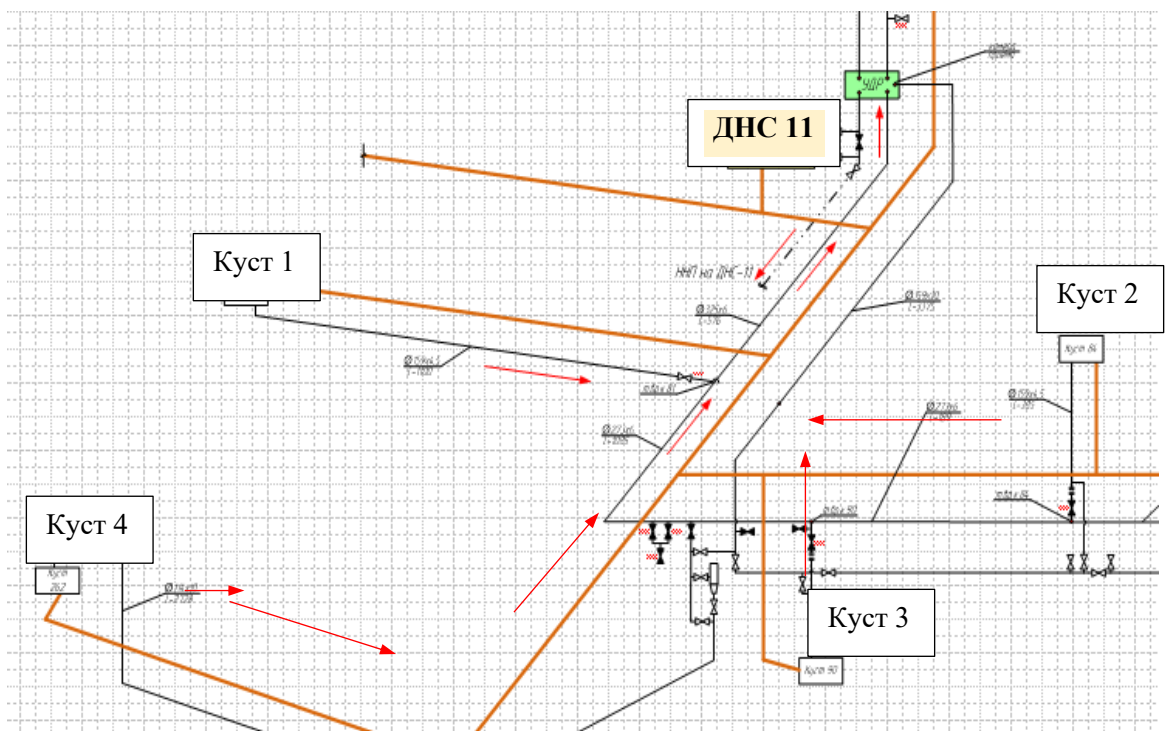
где $Z_{\text{КНС}}$ - суммарные затраты по КНС, $\sum_1^n Z_{\text{ДНС/УПСВ}}$ - сумма затрат по n количеству ДНС/УПСВ на месторождении, $FC_{\text{КНС}}$ - постоянные затраты на содержание и обслуживание КНС.

Затраты на центральный пункт сбора определяются как сумма части затрат на все КНС, с учетом постоянных затрат на обслуживание ЦПС.

$$Z_{\text{ЦПС}} = \sum_1^n Z_{\text{КНС}} + FC_{\text{ЦПС}} \quad (36)$$

где $Z_{\text{ЦПС}}$ - суммарные затраты по ЦПС, $\sum_1^n Z_{\text{КНС}}$ - сумма затрат по n количеству КНС на месторождении, $FC_{\text{ЦПС}}$ - постоянные затраты на содержание и обслуживание ЦПС.

Графическое изображение группировки затрат инфраструктурного объекта приведено на примере дожимной насосной станции (ДНС) 11 на рисунке 15.

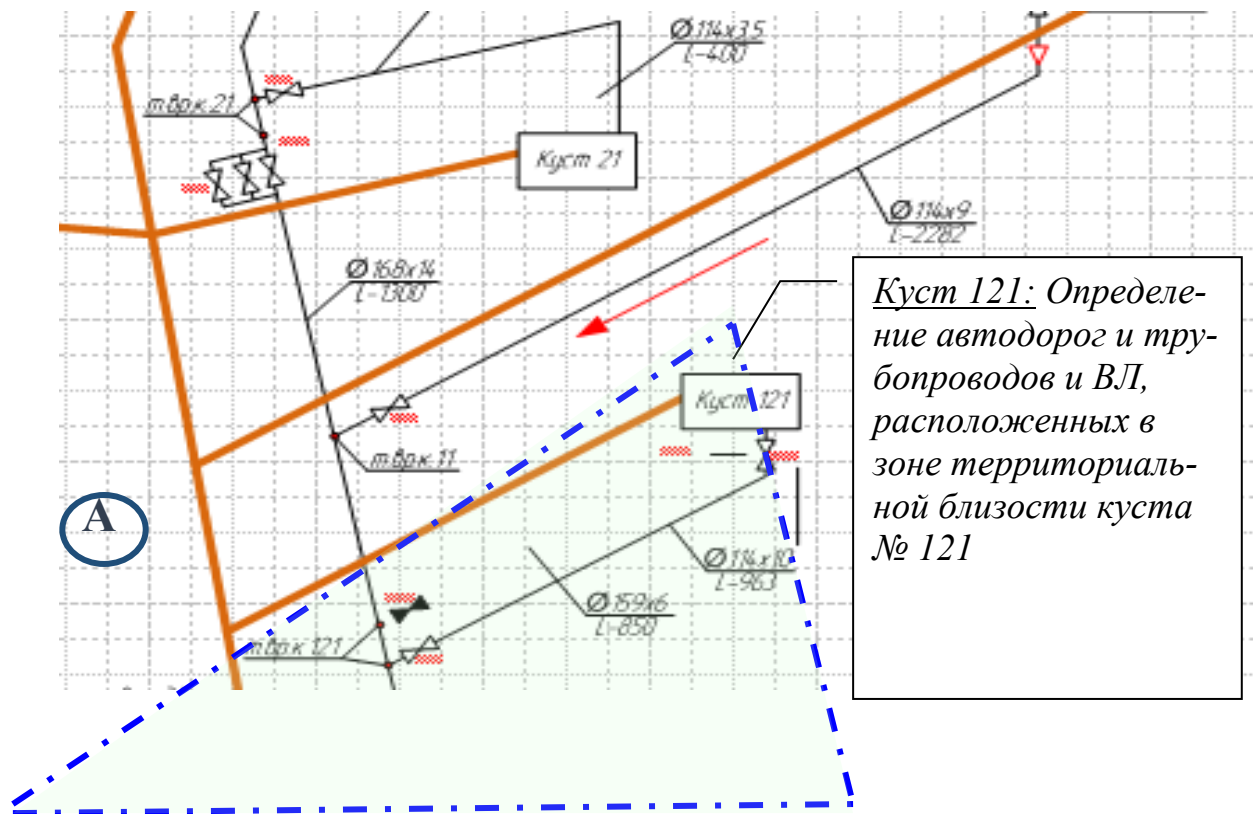


Комментарии к рисунку: оранжевые линии – трубопроводы; красные стрелки обозначают направление движение нефти по трубопроводам

Рис. 15. Картографическое определение кустов, нефть с которых поступает на ДНС-11

Как видно из рисунка, нефть с кустов 1-4 поступает на ДНС-11. Таким образом затраты на ДНС-11 при оценке денежных потоков будут включать совокупность затрат кустов 1-4 и затрат на содержание и эксплуатацию самой ДНС-11.

Важным моментом является подход к оценке затрат на автодороги, трубопроводы и ВЛ. Как видно на рис. 11, затраты на эти эксплуатацию этих объектов присутствуют на каждом из этапов производственного цикла движения нефти в связи с тем, что в территориальной близости каждого куста и инфраструктурного объекта расположены дороги, ВЛ и трубопроводы. Предлагаемая методика предполагает отнесение затрат на обслуживание дорог, ВЛ и трубопроводов на кусты и инфраструктурные объекты, находящихся в непосредственной близости, как изображено на рисунке 16.



Комментарии к рисунку: оранжевые линии – трубопроводы; черные линии – автодороги - - высоковольтные линии; синяя пунктирная линия выделяет автодороги, трубопроводы и ВЛ, относящиеся к кусту 121; А – точка соединения трубопроводов куста 121 и 21

Рис. 16. Картографическое определение центров формирования затрат (инфраструктурных объектов), относящихся к кусту № 121

Как видно из рисунка, к кусту 21 относятся также затраты на обслуживание трубопроводов, дорог и ВЛ, находящихся в зоне, выделенной синей пунктирной линией.

Важно отметить, что трубопроводы кустов 21 и 121 соединяются в точке А, где нефть с обоих кустов объединяется и транспортируется дальше к дожимной насосной станции. Затраты на содержание и эксплуатацию трубопровода, объединяющего потоки нефти с обоих кустов, распределяются между кустами пропорционально объему добычи нефти на кусте.

Такой подход позволяет более объективно оценить экономию от остановки неэффективных единиц. А именно в случае остановки куста будет получена экономия затрат не только от эксплуатации самого куста, но и обслуживания автодорог, трубопроводов и ВЛ, участвующих в производственном цикле добыче нефти на данном кусте.

Последним этапом является определение затрат на содержание и эксплуатацию всего месторождения. Существующие методологические подходы предполагают определение затрат на содержание и эксплуатацию месторождения на основе калькуляции себестоимости. В данном диссертационном исследовании рассматриваются только условно-прямые затраты на месторождение – то есть расходы, которые принесут прямую экономию денежных средств в случае остановки всего месторождения. Они определяются, исходя из детализированной оценки этапов производственного цикла, и представляют собой сумму расходов, понесенных на этапах производственного цикла, и постоянных затрат на содержание месторождения:

$$Z_{\text{Месторождения}} = \sum_1^n Z_{\text{ЦПС}} + FC_{\text{Месторождения}} \quad (37)$$

где $\sum_1^n Z_{\text{ЦПС}}$ - сумма затрат по n ЦПС месторождения, $FC_{\text{Месторождения}}$ - постоянные затраты на содержание месторождения. К ним не относятся цеховые и общепроизводственные расходы.

Таким образом, оценка схемы обустройства месторождения, с точки зрения понимания внутренних связей между существующими производственными и инфраструктурными объектами позволяет:

- корректно детализировать суммарные затраты по месторождению в детализации производственных единиц и инфраструктурных объектов
- управлять затратами с точки зрения понимания возможности их оптимизации в рамках месторождения.

2

Методика детализированной оценки операционного денежного потока

Понятию экономической эффективности нефтегазодобывающих компаний уделялось много внимания, однако, большинство авторов фокусировались на учетной политике, или инвестиционных проектах, в то время как вопрос текущей рентабельности эксплуатации остается практически не освещенным в источниках литературы.

Например, Булгакова, исследуя методики оценки эффективности деятельности нефтегазодобывающих компаний, применяемые в современной российской и зарубежной практике, опиралась на формулы рентабельности основных активов компании в целом, без детализированной оценки в разрезе единиц производства (2001)¹. Автор исследовала операционный леввередж нефтяной компании через анализ зависимости финансовой эффективности деятельности предприятия от объемов производства продукции, постоянных и переменных издержек. Изучением вопроса повышения операционной эффективности эксплуатации фонда скважин занимались такие исследователи, как Карнаухов², фокусом которого была оценка эффективности капитального строительства и ремонта скважин. Паненко³ анализировал оптимальное соотношение объемов затрачиваемых ресурсов на эксплуатацию месторождений с целью достижения максимального

¹ Булгакова Л.Н. Исследование и доработка существующей системы экономических показателей. //Финансовый менеджмент.-2001.- №6. -С.21-33.

² Карнаухов М.Л. Критерии эффективности капитального ремонта скважин// Нефтяное хозяйство.- 1997.- № 12, - С. 53-57.

³ Паненко И.А. Определение величины инвестиций на строительство и реконструкцию основных производственных фондов предприятий нефтегазового комплекса, ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз»// Нефтяное хозяйство. -1998- №1, – С. 20-21.

экономического эффекта. Хуснуллин и Шакиров¹ рассматривали целесообразность эксплуатации высокообводненного и низкодебитного фонда скважин и исследовали предельную рентабельность эксплуатации. Предлагаемый ими подход основывался на анализе высвобождаемых затрат от отключения скважин, однако, в их подходе отсутствовала сама методика отнесения затрат к высвобождаемым. Рассматривал эффективность геолого-технических мероприятий, отмечал что на последних стадиях добычи по мере истощения запасов увеличивается количество нерентабельных скважин, эксплуатация которых компенсируется прибылью, обеспечиваемой рентабельными скважинами

Фаттахов² предложил методику оценки рентабельности фонда скважин, а также исследовал высвобождаемые затраты от остановки скважины. Выявил, что рентабельно эксплуатируются 22% добывающих скважин, обеспечивающих 71% нефти, в то время как 68% добывающих скважин нерентабельны и обеспечивают лишь 29% нефти с себестоимостью в два раза превышающей себестоимость рентабельных скважин. Отмечал, что в существующей практике нефтяных компаний отсутствует учет затрат по каждой скважине, поэтому предлагаемый им подход поскважинного анализа носит субъективный характер. Основным недостатком методики Фаттахова было отсутствие текущей оценки – анализ проводился ежеквартально.

Колядов и другие³ изучали рентабельность нефтяных компаний продукции под влиянием следующих факторов:

- изменение структуры товарной продукции
- изменение себестоимости продукции
- изменение цены реализации

¹ Хуснуллин Л.Н., Шакиров М.Т. Экономическая оценка эффективности использования фонда нефтяных скважин. ВНИИЦ «Нефтегаз технология»// Нефтяное хозяйство.- 1994.- № 2, - С. 85-86.

² Фаттахов Б.З. О методике оптимизации разработки нефтяных месторождений, ТатНИПИнефть // Нефтяное хозяйство. -1994, - №7, - С. 16-20.

³ Колядов Л.В., Матвеев Ф.Р., Отвагина Л.Н. Анализ финансово- хозяйственной деятельности. Анализ финансового состояния предприятия: Учеб. пособие. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2007. – С. 161-183.

Авторы предложили детальный анализ себестоимости затрат. Однако их исследования носят теоретический характер, без использования реальных, практических инструментов.

Данная Методика включает анализ текущей эффективности на основании детализированной оценки эффективности всех единиц производства с целью точного и достоверного определения причины проблемной работы и возможности оптимизации процесса, агрегируя и дополняя принципы теорий «директ-костинга» и контроллинга, а также учитывая и устраняя недостатки существующих подходов.

Методика объединяет статистические и динамические методы. В основе методики детализированной оценки экономической эффективности лежит детализированная оценка операционного денежного потока, базирующаяся на условно-прямых затратах на скважину. Текущая эффективность единиц производства и инфраструктурных объектов определяется на основании статистических методов, в то время как динамические методы лежат в основе определения точек безубыточности и составления долгосрочных прогнозов выбытия единиц производства из рентабельного в нерентабельный фонд и инфраструктурных объектов при составлении долгосрочных планов строительства.

Экономическая эффективность работы скважины и прочих единиц производства и инфраструктурных объектов определяется на основании показателя денежного потока в разрезе этапов производственного цикла формирования затрат, описанных в предыдущем разделе.

Ключевые этапы Методики представлены на рисунке 17.

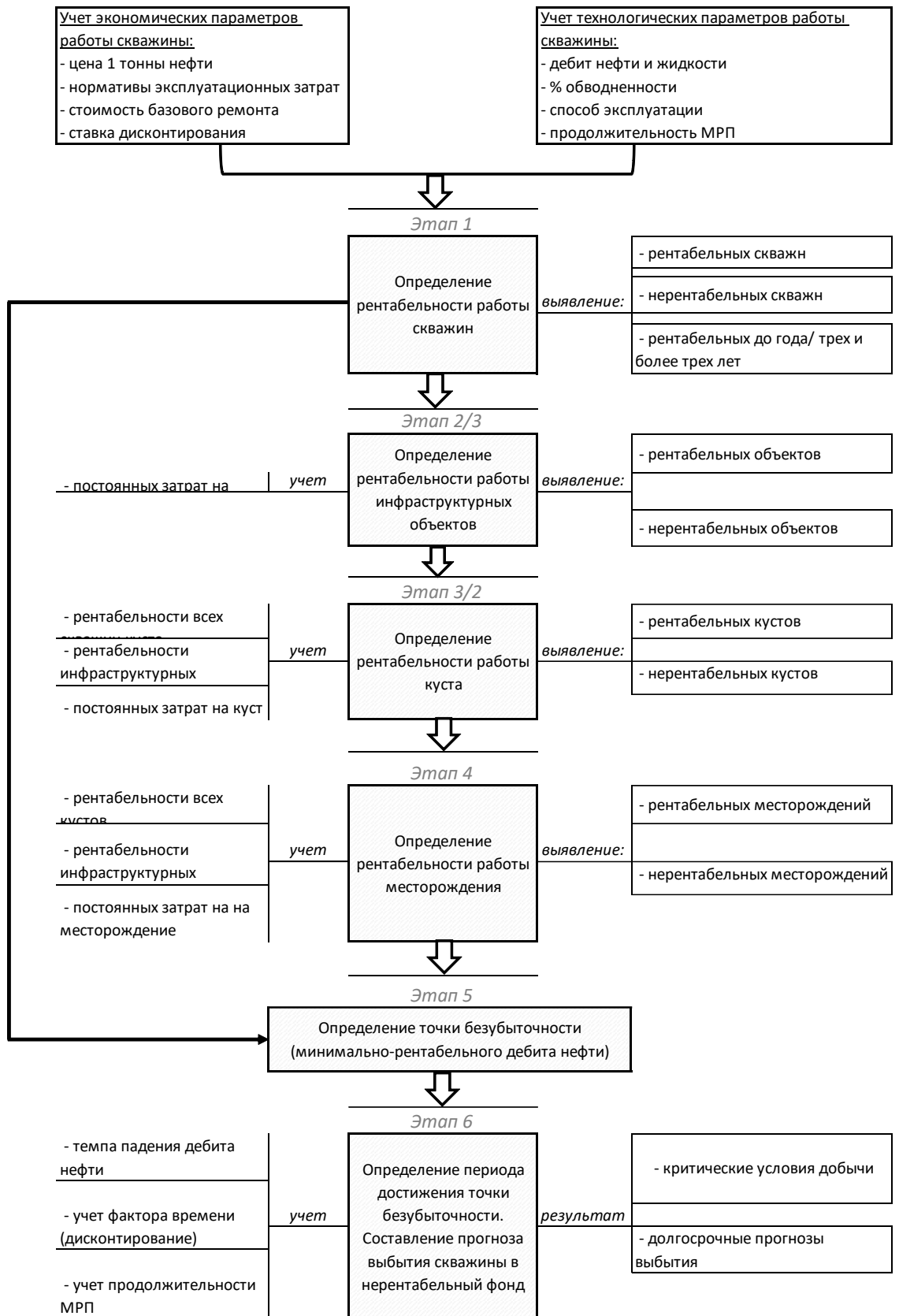


Рис. 17. Алгоритм разработанной методики детализированной оценки эффективности

Рассмотрим более подробно этапы алгоритма Методики, представленные на рисунке. На основании входных технологических и экономических параметров на Этапе 1 определяется рентабельность работы скважин. На Этапах 2-4 оценивается рентабельность работы кустов, инфраструктурных объектов и месторождений. Этап 5 включает анализ безубыточности производства. На Этапе 6 производится долгосрочная оценка с учетом фактора времени, на основании которой определяется безубыточный объем добычи нефти по каждой скважине, составляются прогнозы выбытия скважин в нерентабельный фонд, проводится долгосрочная оценка строительства перспективных инфраструктурных объектов.

Этап 1. Определение рентабельности работы скважин

Методика детализированной оценки эффективности определения рентабельности работы скважин базируется на показателе денежного потока. Денежные потоки на каждом шаге характеризуются притоками (поступлениями), оттоками (расходами) и сальдо, представляющим собой эффект или разницу между денежными притоками и оттоками.

Исходные экономические параметры оценки приведены в таблице 25.

Таблица 25. Исходные экономические параметры определения рентабельности работы скважины

Показатель	Ед. изм.	Значение
Цена реализации (без учета ком. расходов, экспортной пошлины и т.п.)	руб/тн	5 891,7
НДПИ	руб/тн	2 552,5
Затраты на подготовку нефти, руб/тн	руб/тн	7,86
Э/эн на перекачку жидкости, руб/тн	руб/тн	1,66
Э/эн на закачку воды, руб/тн	руб/тн	15,80
К компенсации	доли ед.	1,23
Годовой темп падения добычи	%	0,24

Источник: данные нефтяной компании

Согласно Главе 1, притоки от операционной деятельности включают выручку от реализации, прочие доходы и внереализационные поступления, включая доходы от вложений в дополнительные фонды и иные доходы, не связанные непосредственно с производством продукции.¹ В данной Методике анализируется только непосредственная выручка от реализации продукции, с целью определения прямого эффекта от производства по каждой производственной единице:

$$CF = P \times q_n - TC \quad (38)$$

При этом условие безубыточности (рентабельности) работы имеет следующий вид:

$$CF \geq 0, \text{ или } P \times q_n \geq TC \quad (39)$$

где $P \times q$ - это выручка от реализации продукции.

Бадовский, Бронзов и другие (1998) подчеркивали, что ключевым звеном эффективности работы нефтедобывающей компании является скважина.²

Являясь минимальной производственной единицей, каждая индивидуальная скважина определяет конечную экономическую эффективность производственно-хозяйственной деятельности всей компании.

Введем понятие экономической эффективности скважины:

Экономическая эффективность работы скважины (рентабельность) – это разница между выручкой от реализации продукции с этой скважины и понесенными по ней условно прямыми операционными затратами с учетом заложенного процента эффективности, регламентирующей минимально допустимый в организации уровень эффективности.

¹ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 20-25.

² Бадовский Н.А., Бронзов А.С., и др., Обеспечение качества и рентабельности скважин в комплексе их создания и применения// Нефтяное хозяйство.- 1998.- № 5., С.10-14.

Выручка формируется на основании существующей рыночной цены на нефть и суточного дебита нефти. Условие рентабельности работы скважины можно выразить следующим образом:

$$P \times q_n - Z_{\text{СКВ}} \geq 0 \quad (40)$$

где q_n – суточный дебит нефти, тонн/сут., P – цена на нефть, рассчитанная с учетом налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и коммерческих расходов на реализацию, $Z_{\text{СКВ}}$ – полные условно-прямые затраты на скважину.

Детально эту формулу можно представить через постоянные и переменные условно-прямые издержки на скважину:

$$P \times q_n - VC_{\text{СКВ}} - FC_{\text{СКВ}} \geq 0 \quad (41)$$

Подставляя формулы из главы 3.1, получаем условие рентабельности скважины:

$$P \times q_n - q_n \times C_{\text{нефть}} - q_{\text{ж}} \times C_{\text{жидкость}} - q_{\text{ж}} \times k_{\text{компенсации}} \times C_{\text{закачки}} - Z_{\text{фон/шгн/эцн}} \geq 0 \quad (42)$$

В результате оценки эффективности Методика предполагает деление действующего фонда скважин на категории:

- «рентабельные скважины» ($CF_{\text{СКВ}} \geq 0$);
- «нерентабельные скважины» ($CF_{\text{СКВ}} < 0$).

Анализируя работу скважины с точки зрения рентабельности, можно оценить целесообразность ее эксплуатации, т.е. ответить на вопрос: имеет ли смысл эксплуатировать скважину, если полученная по ней выручка не оправдывает даже собственных расходов.¹

Пример определения рентабельности скважин приведен в таблице 26.

Таблица 26. Определение рентабельности работы скважин

¹ Дьяченко О.И., Волгин В.А., Михайлов А.Г. Особенности методического подхода к оценке эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности. // Территория Нефтегаз. – 2010 - №10. – С. 62-69.

№ скв	Куст	Фактический режим			Затраты на подъем жидкости	Затраты на подготовку нефти	Затраты на закачку воды	Постоянные затраты на скважину	Итого затрат	Доходность по скважине
		Q нефти	Q жидкости	Обводненность						
		т/сут	м3/сут	%	руб.	руб.	руб.	руб	руб	руб/сут
бр	3	3,0	15	76	471,5	25,2	336,7	92,9	926,2	12 754,0
437	15	0,05	18	99	0,0	0,1	404,0	0,0	404,2	-335,8

Как видно из таблицы скважина бр рентабельна с доходностью 12754 руб./сут., тогда как скважина 437 нерентабельна с отрицательной доходностью -335,8 руб./сут. Причина отрицательного денежного потока скважины 437 заключается в низкой выручке по причине низкого дебита (0,05 тонн/сут.), и высоких затрат на электроэнергию по перекачке жидкости и закачке воды по причине высокой обводненности скважины (99%).

Таким образом, по результатам проведенного анализа, можно сделать вывод, что если скважина не окупает собственных расходов, нет экономического смысла в ее дальнейшей эксплуатации. В этом случае дается рекомендация:

- остановить проблемную скважину;
- провести мероприятия, направленные на восстановление рентабельного уровня производства, что более подробно рассмотрено в параграфе 3.3.

Оценка эффективности эксплуатации прочих единиц производства и инфраструктурных объектов

Этап 2-4. Определение рентабельности работы кустов, инфраструктурных объектов и месторождения

Экономическая эффективность куста – есть суммарная эффективность от эксплуатации скважин этого куста за вычетом постоянных затрат, генерируемых кустом.

$$CF_{куста} = \sum CF_{скв.} - FC_{куст} \quad (43)$$

где $CF_{куста}$ - денежный поток по кусту, $\sum CF_{скв.}$ - суммарный денежный поток по скважинам.

На основе определения значения денежного потока, Методика классифицирует кусты по категориям:

- «рентабельный куст» ($CF_{куста} \geq 0$);
- «нерентабельный куст» ($CF_{куста} < 0$).

Этапы оценки эффективности эксплуатации месторождения осуществляются по представленной в предыдущем разделе схеме определения затрат.

При этом экономическая эффективность по каждому производственному объекту делится между кустами, которые обслуживаются оцениваемым инфраструктурным объектом, или наоборот: экономическая эффективность кустов делится между инфраструктурными объектами, находящимися в территориальной близости. Отсутствие фиксированной последовательности Методики позволяет достичь гибкости, необходимой для адаптации методики под решение различных задач.

Экономическая эффективность месторождения – есть суммарная эффективность эксплуатации кустов и объектов этого месторождения за вычетом постоянных затрат, генерируемых месторождением:

$$CF_{месторож} = \sum CF_{куст} + \sum CF_{объекты} - FC_{месторож} \quad (44)$$

где $CF_{месторож}$ - суммарный денежный поток по месторождению, $\sum CF_{куст}$ - суммарный денежный поток по кустам, $\sum CF_{объекты}$ - суммарный денежный поток по объектам производства, $FC_{месторож}$ - постоянные затраты на месторождение.

Экономическая эффективность компании – это суммарная экономическая эффективность по всем месторождениям предприятия, с учетом управленческих расходов, арендных платежей и т.д. Пренебрегая непроизводственными затратами и оценивая эффективность по операционной деятельности, учитывая только «условно-прямые» операционные расходы, будет получен текущий результат оценки эффективности операционной деятельности предприятия.

Использование разработанной методологии детализированной оценки эффективности позволит адресно определять причину проблемной работы в детализации предприятия, месторождения, куста и скважины.

Для более глубокого понимания рассмотрим несколько примеров, приведенных в таблице 27.

Таблица 27. Формирование денежного потока по месторождениям А и Б в разрезе единиц производства (скважин и кустов)

Детализированный CF Месторождения А, руб./сут.				
17 950	Куст 1	13 408	скважина 1	2503
			скважина 2	11555
	Куст 2	7112	скважина 3	4204
			скважина 4	4592
			скважина 5	-1034
	Куст 3	-1069	скважина 6	711
			скважина 7	-1131
Детализированный CF Месторождения Б, руб./сут.				
-3 335	Куст 4	-4385	скважина 8	-212
			скважина 9	-197
			скважина 10	-3326
	Куст 5	2660	скважина 11	4160
			скважина 12	в бездействии
	Куст 6	-110	скважина 13	540
			скважина 14	в бездействии
скважина 15			в бездействии	

Примечания: постоянные затраты на содержание и обслуживание куста равны 650 руб/сут.; постоянные затраты на содержание и обслуживание куста равны 2500 руб/сут.; поток по месторождениям рассчитан только по производственным единицам без учета затрат на инфраструктурные объекты

Рассмотрим таблицу подробнее.

Пример 1: возможны случаи, когда часть эффективно работающих скважин обеспечивают положительный поток для всего куста. Например, денежный поток по кустам 1, 2 и 5 положительный за счет эффективных скважин 1, 2, 3, 4 и 11, денежный поток по которым покрывает постоянные затраты на обслуживание этих кустов.

Пример 2: отрицательный поток только от одной скважины негативно сказывается на общем потоке: например, отрицательный поток скважины 7 негативно влияет на рентабельность куста 3 (CF = -1131 руб./сут.).

Пример 3: все скважины куста генерируют отрицательный денежный поток, как скважины 8,9 и 10 куста 4 (CF куста 4 = -4385 руб./сут.).

Пример 4: большинство скважин находится в бездействии (скважины 14, 15), а единственная рентабельная скважина (скважина 13) оказывается не способной покрыть постоянные затраты на куст, генерируя, таким образом, общий отрицательный поток (CF куст 6 = -110 руб./сут.).

Примеры, приведенные в таблице, отражают денежные потоки в разрезе минимальных производства (скважин, кустов и месторождений) без учета инфраструктурных объектов. Рассмотрим пример детализированной оценки в разрезе всех производственных единиц и инфраструктурных объектов, приведенный в таблице 28.

Таблица 28. Пример детализированной оценки единиц производства и инфраструктурных объектов

мр	ДНС	КНС	Куст	Доходность по скважинам	Доходность по кусту	ЦПС	КНС	ДНС, УПСВ	Дороги	ВЛ	Трубопроводы	Итого с уч затр на мр
Северный Купол Харампурского				3,404,131	2,912,783	2,629,377	2,628,377	2,440,576	2,440,352	2,439,527	2,439,500	2,397,977
	ДНС-17			3,404,131								
		КНС-16		1,346,305								
			15	30,393	13,103.46	2,981.81	2,926.25	- 3,780.92	- 3,788.92	- 3,818.38	- 3,819.36	- 5,302.31
			38	67,532	50,243.25	40,121.60	40,066.04	33,358.87	33,350.87	33,321.41	33,320.43	31,837.48
			14	155,334	138,044.69	127,923.03	127,867.48	121,160.31	121,152.31	121,122.84	121,121.86	119,638.92
			19	112,013	94,723.88	84,602.23	84,546.67	77,839.50	77,831.50	77,802.04	77,801.06	76,318.11
			22	198,073	180,783.40	170,661.74	170,606.19	163,899.02	163,891.02	163,861.55	163,860.57	162,377.63
			10	-10,015	- 27,304.49	- 37,426.14	- 37,481.69	- 44,188.86	- 44,196.86	- 44,226.33	- 44,227.31	- 45,710.25
			39	678,324	661,035.00	650,913.35	650,857.80	644,150.63	644,142.63	644,113.16	644,112.18	642,629.24
			16	80,195	62,905.98	52,784.33	52,728.77	46,021.60	46,013.60	45,984.14	45,983.16	44,500.21
			66	34,456	17,167.05	7,045.40	6,989.84	282.67	274.67	245.21	244.23	- 1,238.72
		КНС-17		2,057,826								
			52	28,772	11,483.10	1,361.45	1,335.13	- 5,372.04	- 5,380.04	- 5,409.50	- 5,410.48	- 6,893.43
			60	112,678	95,389.25	85,267.60	85,241.29	78,534.11	78,526.12	78,496.65	78,495.67	77,012.73
			75	55,506	38,216.55	28,094.89	28,068.58	21,361.41	21,353.41	21,323.94	21,322.96	19,840.02
			56	547,410	530,121.27	519,999.61	519,973.30	513,266.13	513,258.13	513,228.66	513,227.68	511,744.74
			67	97,817	80,527.95	70,406.29	70,379.98	63,672.81	63,664.81	63,635.34	63,634.36	62,151.42
			78	56,695	39,405.58	29,283.92	29,257.61	22,550.44	22,542.44	22,512.97	22,511.99	21,029.05
			69	7,553	- 9,736.59	- 19,858.25	- 19,884.56	- 26,591.73	- 26,599.73	- 26,629.20	- 26,630.18	- 28,113.12
			14	77,426	60,136.45	50,014.80	49,988.48	43,281.31	43,273.31	43,243.85	43,242.87	41,759.92
			57	112,628	95,338.71	85,217.06	85,190.74	78,483.57	78,475.57	78,446.11	78,445.13	76,962.18

Как видно из табл. 17, куст 10 не покрывает даже текущих затрат на скважину, куст 69 не покрывает постоянных затрат на куст и генерирует отри-

цательный денежный поток, несмотря на то, что суммарный поток по скважинам положительный. Куст 15 покрывает текущие затраты на скважины, куст, ЦПС и КНС, но не покрывает затраты на ДНС. Причина отрицательного потока во всех случаях заключается в наименьшей производственной единице – скважине. Обладая информацией о том, какие проблемы связаны с кустом в разрезе каждой скважины, предприятие сможет достигнуть положительного эффекта на всех этапах.

Таким образом, детализированная оценка единиц производства позволит идентифицировать причину проблемной работы и разработать рекомендации в части принятия мер по оптимизации.

3.3. Определение пороговых условий эксплуатации. Составление прогноза выбытия единиц производства и инфраструктурных объектов в нерентабельный фонд

Определение минимально-рентабельного дебита и периода его достижения (Этап 5 Методики)

Анализируя рентабельность работы скважины, важно не только оценить целесообразность ее эксплуатации с экономической точки зрения, но и определить минимально-рентабельный или «пороговый» дебит в текущих условиях эксплуатации.

Минимально-рентабельный дебит рассчитывается на основании приведенной в Главе 1 формулы оценки точки безубыточности. Адаптируя расчет применительно к нефтегазодобывающему процессу, формула будет иметь следующий вид:

$$q_{кр} = \frac{FC_{СКВ}}{P - VC_{СКВ}} \quad (45)$$

где $q_{кр}$ - критический суточный дебит нефти по скважине.

Преобразуя расчет на основании формул определения переменных и постоянных затрат и принимая объем жидкости постоянной величиной, получаем:

$$q_{кр} = \frac{Z_{фон/ШГН/ЭЦН} + q_{ж} \times C_{жидкость} + q_{ж} \times k_{компенсации} \times C_{закачки}}{P - C_{нефть}} \quad (46)$$

При этом значимость оценки минимально-рентабельного дебита для анализа фонда скважин существенно возрастет, если будет учтён существующий темп падения добычи нефти. Вопрос функции падения дебита нефти освещался в работе Карнаухова, Шевченко и Павловой¹, исследующих оценку эффективности проведения капитального ремонта. Что касается анализа операционной эффективности, существующие подходы не учитывают функцию падения дебита, в результате чего возрастает степень искажения результатов оценки.

Данная Методика учитывает недостаток существующих подходов к оценке. Введем определение темпа падения нефти.

Темп падения дебита нефти – это числовое выражение снижения суточного дебита нефти, вызванного истощением запасов и ухудшением геологических условий эксплуатации:

$$T_{над} = 1 - \left(\frac{q_i}{q_0} \right)^{\frac{N_2}{N_i}} \quad (47)$$

где $T_{над}$ – темп падения дебита нефти за период, q_i – дебит нефти в момент i , q_0 – дебит нефти в начальный момент времени, N_2 – количество дней в году, N_i – количество дней с начального момента до конца i -го периода.

Итоговая формула оценки критического дебита нефти скважины с учетом текущего темпа падения будет иметь следующий вид:

$$q_{кр} = \frac{Z_{фон/ШГН/ЭЦН} + q_{ж} \times C_{жидкость} + q_{ж} \times k_{компенсации} \times C_{закачки}}{(P - C_{нефть})} \times \left[1 - \left(\frac{q_i}{q_0} \right)^{\frac{N_2}{N_i}} \right] \quad (48)$$

¹ Карнаухов М.Л., Шевченко В.Н., Павлов М.В. Критерии эффективности капитального ремонта скважин// Нефтяное хозяйство.- 1997.- № 12. - С.53-57

Зная критический дебит, можно рассчитать, через сколько дней скважина в текущих макроэкономических условиях может достичь своего «порогового» дебита.

Расчетный период, как правило, разделяется на этапы – шаги, по которым производится сбор данных для анализа денежных потоков. Шаги нумеруются (0, 1, ...), где нулевой шаг – это базовая точка отсчета¹. В данном проекте при анализе минимальной единицы производства – скважины - шаг эквивалентен одним суткам, в то время как при анализе прочих единиц производства и инфраструктурных объектов шаг эквивалентен году. Такая детальная посуточная оценка в разрезе скважин предлагается для своевременного выявления проблемных участков и принятия оперативного управленческого решения, по оптимизации работы скважин.

Формула периода достижения порога рентабельности будет иметь следующий вид:

$$t = \left(\frac{1 - q_{кр} / q_{факт}}{f(Tпад)} \right) * T \quad (49)$$

где t – период достижения «порога рентабельности» (суток), $q_{кр}$ - «пороговый» (критический) дебит нефти, $q_{факт.}$ – фактический дебит нефти, $f(Tпад)$ – функция темпа падения, T - период рассмотрения (количество дней в году).

Графически определение периода достижения порога рентабельности представлено на рисунке 18.

¹ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 20-25



Рис. 18. Графическое определение порога рентабельности скважины

Как видно из рис. 18, дебит нефти падает с течением времени согласно темпу падения, учтенному в формулах 51 и 52. В данном примере минимально-рентабельный дебит, после которого дальнейшая добыча убыточна, составит 1,5 тонн/сут. и будет достигнут через 120 суток.

Этап 6. Составление прогноза выбытия единиц производства и инфраструктурных объектов в нерентабельный фонд

Расчитав «порог рентабельности» для каждой скважины и период его достижения, можно составить прогноз выбытия скважин из рентабельного фонда, условно разделив скважины по категориям:

- *нерентабельные;*
- *рентабельные до года;*
- *рентабельные от года до трех лет;*
- *рентабельные более трех лет.*

Пример оценки фонда с определением категории скважин приведен в таблице 29.

Таблица 29. Пример определения категории доходности скважин

№ скв	Куст	Фактический режим			Итого затрат	Доходность по скважине	Предельный дебит нефти	Период достижения	Группа доходности скважины
		Q нефти	Q жидкости	Обводненность					
		т/сут	м3/сут	%					
бр	3	3,0	15	76	926,2	12 754,0	0,2	1017	1-3 года
437	15	0,05	18	99	404,2	-335,8	0,1	-	нерент
443	12	3,2	172	98	10 450,6	4 017,8	2,4	225	до 1 года
447	14	2,1	90	97	6 023,8	3 632,2	1,4	119	до 1 года
477	7	20,5	46	47	3 806,2	89 004,4	0,8	1228	>3 лет
478	7	7,7	22	58	2 406,6	32 538,6	0,5	1080	1-3 года

Таблица отражает оценку для выборки скважин. Совокупный анализ фонда компании позволяет ранжировать скважины по категориям так, как это показано на рисунке 19.

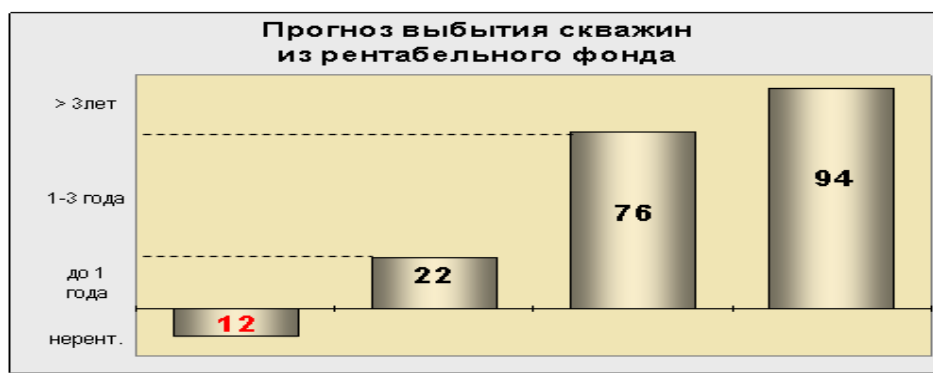


Рис. 19. Анализ фонда скважин на примере ООО «РН-Пурнефтегаз»

Как видно из рисунка, 12 скважин действующего фонда компании не рентабельны, 22 скважины рентабельны до года, 76 скважин рентабельны с периодом достижения порога рентабельности от 1 до 3 лет и 94 скважины рентабельны в длительной перспективе более 3 лет.

Более детальный анализ по нерентабельным скважинам и скважинам, рентабельным до года, приведен в таблице 30.

Таблица 30. Детальный отчет рентабельности фонда скважин компании

Категория	Количество скважин, шт.	Суммарные показатели				Средние показатели			
		Q нефти, т/сут	Q жид., м3/сут	Обводненность	Итого условно-прямых затрат, млн.руб./мес.	Q нефти, т/сут	Q жид., м3/сут	Обводненность	Итого условно-прямых затрат, млн.руб./мес.
<i>Нерентабельные скважины</i>	12	95	818	86,4%	1,69	8	68	86,4%	0,14
<i>Рентабельные до 1 года</i>	22	238	2285	87,7%		11	104	87,7%	

Как видно из таблицы затраты компании на эксплуатацию нерентабельных скважин составляют 1,69 млн руб. в месяц. Не смотря на то, что обводненность рентабельных скважин примерно на уровне обводненности нерентабельных скважин, эффективность достигается за счет более высокого среднего дебита нефти по скважине (11 тонн/сут. против 8 тонн/сут.).

Результаты предлагаемого подхода помогут выявить скважины, которые могут выбыть из рентабельного фонда в ближайшее время, и принять управленческое решение в части оптимизации их работы по предотвращению выбытия на предварительном этапе.

При этом на процесс «выбытия» фонда могут влиять следующие факторы:

- *изменения технологических параметров (способа эксплуатации, режима эксплуатации и других);*
- *изменения геологических параметров (темпов падения, обводненности и других);*
- *изменения экономических параметров.*

Следует отметить, что выявление скважин, рентабельных скважинам от года и более носит условный, или «качественный» характер, так как в данном анализе скважин не учитывается фактор времени. Пренебрежение фактором времени на этапе оценки минимальной производственной единицы допустимо, в связи с тем что в операционном планировании решения по оптимизации принимаются, как правило, в отношении нерентабельных или рентабельных до года скважин. Что касается дальнейшей оценки кустов и инфраструктурных объектов, то она базируется на динамических методах, учитывающих фактор времени, что подробнее рассмотрено в следующем параграфе.

Определение точки безубыточной добычи куста

Формула расчета минимально рентабельного уровня добычи по кусту, исходя из условия достижения неотрицательного денежного потока, на основании приведенных выше формул будет иметь следующий вид:

$$Q_{кр} = \frac{\sum Z_{куст}}{P} \times \left[1 - \left(\frac{q_i}{q_0} \right)^{\frac{N_{г}}{N_i}} \right] \quad (50)$$

где $Q_{кр}$ - минимальный рентабельный уровень добычи по кусту, тонн/сут., $\sum Z_{куст}$ - суммарные суточные затраты на куст, включающие затраты на скважины куста, кустовые затраты и расходы на содержание и обслуживание отнесенных на этот куст объектов производства, руб./сут.

Оптимизация работы куста – это сокращение экономически необоснованных затрат, в результате остановки нерентабельного фонда, или их покрытие за счет получения дополнительной добычи нефти в результате проведения дополнительных мероприятий.

Необходимый объем дополнительной добычи нефти – это разница между минимальным рентабельным уровнем добычи и текущими объемами по данному кусту:

$$Q_{доп} = Q_{кр} - Q_{тек} \quad (51)$$

где $Q_{доп}$ - необходимый объем дополнительной добычи, тонн/сут., $Q_{тек}$ – текущий объем добычи по кусту, тонн/сут.

На основании приведенных выше формул, итоговая формула расчета дополнительного объема добычи по кусту, требуемого для достижения рентабельного уровня, будет иметь следующий вид:

$$Q_{доп} = \frac{\sum Z_{скв} + Z_{куст} + Z_{ЦПС} + Z_{КНС} + Z_{ДНС/УПСВ} + Z_{Дороги} + Z_{ВЛ} + Z_{Трубопроводы}}{P} - Q_{тек} \quad (52)$$

Пример определения категории доходности, предельно-рентабельного дебита и дополнительно необходимого объема добычи нефти приведен в Приложении.

Результаты совокупного анализа рентабельности 387 кустов компании представлены в таблице 31.

Таблица 31. Отчет о рентабельности кустов нефтегазодобывающей компании

Итого количество нерентабельных кустов	Суммарное количество скважин	Суммарные показатели				Qдоп, тн/сут.
		Q нефти, т/сут	Q жид., м3/сут	Обводненность	Затраты, млн. руб/мес.	
118	491	3 896	46 355	90%	83	13 265

Как видно из таблицы, 118 из 387 кустов компании нерентабельны. Совокупное количество скважин по ним составляет 491. Это количество содержит также отдельные рентабельные скважины, эффективности которых недостаточно для того, чтобы покрыть убыток от нерентабельных скважин и постоянные затраты на куст. Минимально необходимый дополнительный объем добычи нефти для выведения 118 кустов на рентабельный уровень составляет 13265 тонн/сут.

Геологическая и технологическая возможность достижения минимально необходимого уровня дополнительной суточной добычи по кусту оценивается геологическими и технологическими службами предприятия. По результатам оценки формируются рекомендации о проведении мероприятий по получению дополнительной добычи или, в случае отсутствия возможности достижения рентабельного уровня, рекомендации о сокращении (остановке) нерентабельного фонда.

Составление прогноза выбытия и ранжирование кустов и инфраструктурных объектов (Этап 6 Методики)

В отличие от прогноза выбытия скважин в нерентабельный фонд, когда период выбытия измеряется количеством суток или месяцев, прогноз выбытия кустов и инфраструктурных объектов носит более долгосрочный характер. В этой связи необходимо учитывать следующие параметры, связанные с динамической оценкой¹:

- *фактор дисконтирования,*

¹ Бирман Г., Шмидт С. Экономический анализ инвестиционных проектов /Пер.с англ. под ред. Л. П. Белых. - М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 1997. – С.12-69.

- инфляцию во времени с точки зрения удорожания ресурсов,
- темп падения добычи нефти,
- средний период эксплуатации скважин в году.

Остановимся подробнее на описании каждого из этих факторов.

Учет фактора дисконтирования

Уровень риска проекта связан с отклонением прогнозного денежного потока от запланированного¹. В этой связи при оценке инвестиционного проекта необходимо учитывать фактор риска. Существует множество методик учета риска, например, анализ чувствительности, метод девиаций Монте-Карло, метод анализа сценариев, дерева решений и других. В данном диссертационном исследовании, функция учета риска предписана ставке дисконтирования, поскольку фактор времени усиливает неопределенность, связанную с реализацией проекта и, соответственно, риск его реализации². Именно такой подход является наиболее популярным в практике оценки инвестиционных проектов нефтяных компаний.

Формула приведенной стоимости³:

$$PV_{\text{актива}} = PV_{\text{доходов}} - PV_{FC} - PV_{VC} \quad (53)$$

При этом приведенная стоимость определяется по формуле:⁴

$$PV = DCF = \sum_{t=0}^T \frac{CF}{(1+d)^t} \quad (54)$$

Метод дисконтированного денежного потока использован для оценки каждого индивидуального инфраструктурного объекта.

Анализ базируется на расчете показателя накопленного дисконтированного денежного потока. При этом критерием принятия решения является до-

¹ Ван Хорн Дж. Основы управления финансами / Пер. с англ./Гл. Ред. серии Соколов. Я.В. - М.: Финансы и статистика, 1997. – С.339-412.

² Уткин Э. А. Финансовый менеджмент: Учебник для ВУЗов. - М.: Издательство «Зерцало», 1998. – С.179-205.

³ Брейли Р., Майерс С. Принципы корпоративных финансов: Пер с англ. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 1997.- С.215.

⁴ Брейли Р., Майерс С. Принципы корпоративных финансов: Пер с англ. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 1997.- с. 217.

статочное (но не необходимое) условие экономической эффективности эксплуатации, а именно: неотрицательность величины накопленного сальдо денежного потока на каждом шаге периода проводимой оценки.¹

$$DCF = DCF_0 + DCF_1 + \dots + DCF_{t-1} + DCF_t \geq 0 \quad (55)$$

где DCF – накопленный дисконтированный денежный поток, $t-1$ – этап времени, предшествующий последнему этапу реализации проекта, t – последний этап реализации проекта, определяемый заданным сроком реализации, DCF_{0-t} – дисконтированные денежные потоки в периоды времени $0, 1 \dots t$.

Учет инфляции при оценке затрат в долгосрочном периоде

При использовании динамических методов оценки необходимо также учитывать долгосрочный рост издержек. Кочетков и Носов² отмечали, что темпы роста издержек оказывают влияние не только на экономическую эффективность производства, но и на рыночную конкурентоспособность компании в целом.

Прогнозными называют стоимостные показатели будущих периодов, учитывающие инфляцию в планируемых периодах (шагах) расчета³.

При анализе стоимости проекта в условиях долгосрочной перспективы его реализации важным моментом является учет влияния фактора инфляции. Бригхэм и Эрхардт отмечали, что инфляция должна быть учтена как в доходной, так и в расходной части, то есть для денежного потока в целом. В специфике нефтегазодобывающих компаний инфляция, в первую очередь, отразится на денежных оттоках в случае роста тарифов на тепло, электроэнергию, а также роста стоимости сырья и материалов.

Согласно определению Бланка (1999), инфляция – это «процесс постоянного повышения темпов роста денежной массы над товарной, в результате

¹ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, archit. И жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 20-25.

² Кочетков А, Носов И. Не думай об издержках свысока// Нефть и капитал.- 1996.- №4.

³ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, archit. И жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 20-25.

чего происходит переполнение каналов обращения деньгами, сопровождающееся их обесцениванием и ростом цен»¹.

Методика учитывает фактор инфляции посредством ежегодного индексирования тарифов затрат на ресурсы. При этом методика определения индексов зависит от принятой в компании политики. Она может варьироваться, но, как правило, учитывает условия, прописанные в договоре с организациями – поставщиками ресурсов, а также текущую и прогнозную инфляцию, данные по которой предоставляются федеральными источниками информации².

При этом индексация - «способ сохранения реальной величины денежных ресурсов... по их покупательной способности в условиях инфляции»³.

Различают индивидуальный (однотоварный) и общий (групповой) индексы исчисления цен, характеризующих изменение цен в рамках определенного периода времени. Формула расчета индивидуального индекса цен имеет следующий вид⁴:

$$i = \frac{P_1}{P_0} \quad (56)$$

где i - индивидуальный индекс цен, P_1 – цена в отчетном периоде, P_0 -цена в предыдущем периоде.

Общий (групповой) индекс цен рассчитывается агрегированным методом:

$$I = \frac{\sum P_1 G_1}{\sum P_0 G_1} \quad (57)$$

где I – общий индекс цен, G_1 - объем продукции, произведенной и реализованной в отчетном периоде.

Выделяют также индекс стоимости - это отношение выручки отчетного периода к выручке предыдущего периода:

¹ Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.1. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – с.152.

² Шарп У. Ф., Александер Г. Дж., Бейли Дж. Инвестиции: пер. с англ. – М.: Инфра-М, 1997, С. 355-373.

³ Балабанов И.Т. Основы финансового менеджмента: Учеб. Пособие. - М.: Финансы и статистика, 1998. – С. 103.

⁴ Балабанов И.Т. Финансовый менеджмент: Учебник. - М.: Финансы и статистика, 1994. – С. 59-61.

$$I_c = \frac{\sum P_1 G_1}{\sum P_0 G_0} \quad (58)$$

где I_c – индекс стоимости.

В диссертационном исследовании индексы инфляции были учтены при определении всех переменных затрат на подготовку нефти, перекачку жидкости и закачку воды, а также постоянных затрат на содержание и эксплуатацию производственных единиц и инфраструктурных объектов.

Учет среднего периода эксплуатации скважины

При оценке накопленного денежного потока за оцениваемый период, необходимо учитывать среднее отработанное время и темп падения добычи нефти по каждой скважине при расчете притоков и оттоков за период. Расчет темпа падения добычи был описан выше.

Среднее отработанное время по скважине может быть вычислено двумя способами:

1. *Оценка среднего отработанного времени по коэффициенту эксплуатации.*

Коэффициент эксплуатации – это коэффициент, определяющий часть календарного года, когда скважина находилась в эксплуатации. Коэффициент эксплуатации рассчитывается производственными службами на основании данных статистики по каждому месторождению. При этом значение среднего отработанного времени определяется по формуле:

$$T = T_2 * k_э \quad (59)$$

где T – среднее отработанное время, сут., T_2 – среднее количество дней в году, сут., $k_э$ – коэффициент эксплуатации, доли. ед.

2. *Оценка среднего отработанного времени по значению среднего периода наработки на отказ.*

Средняя наработка на отказ (СНО) – это средний период эксплуатации скважины до ремонта. Значение СНО рассчитывается технологическими

службами в среднем по месторождениям и способам эксплуатации. Для определения среднего отработанного времени необходимо сначала рассчитать среднее количество ремонтов в год по скважине:

$$n = \frac{T_2}{CHO} \quad (60)$$

где n – количество ремонтов в год, шт., CHO – средняя наработка на отказ, сут.

На основании информации о количестве ремонтов, а также данных о продолжительности одного ремонта, можно рассчитать среднее отработанное время за год по скважине:

$$T = T_2 - n * t_{рем.} \quad (61)$$

где $t_{рем.}$ – средняя продолжительность одного текущего ремонта по скважине.

Итоговая формула расчета среднего отработанного времени по скважине будет иметь следующий вид:

$$T = T_2 - \frac{T_2}{CHO} * t_{рем.} \quad (62)$$

Данная формула учета периода эксплуатации по значению среднего периода наработки на отказ была использована в Методике при оценке денежных потоков за каждый год анализируемого периода.

Таким образом, при составлении долгосрочного прогноза выбытия кустов и объектов инфраструктуры в нерентабельные активы, были учтены фактор дисконтирования, инфляция по годам, темп падения добычи нефти по годам и средний период эксплуатации скважины за год.

Согласно Методике после оценки дисконтированного денежного потока с учетом всех описанных выше факторов времени, кусты ранжируются, и составляется прогноз их выбытия на период.

Общее правило ранжирования инвестиционных проектов основано на сравнении величины DCF. В случае если значение DCF одинаковы, оценка базируется на сравнении продолжительности жизненных циклов проектов.

Проект с более длительным жизненным циклом, то есть с более длительным период поступления доходов, является привлекательнее с инвестиционной точки зрения.¹

Иршинская² предложила процедуру ранжирования проектов при исследовании нефтедобывающих предприятий. Процесс ранжирования основан на таких критериях как:

- технико-экономические показатели проекта;
- политические и стратегические аспекты;
- изменчивость экономических условий.

Количественные критерии, предложенные Иршинской, лежат в основе Методики в части планирования капитальных инвестиций на строительство инфраструктурных объектов. Качественные критерии (политические и стратегические аспекты) в настоящем проекте не учитываются, в связи с тем, что качественные критерии ранжирования существенно варьируются от объекта к объекту.

Результатом применения данной методики является математическая оценка и ранжирование проектов, сформулированная в форме рекомендации производственным службам и руководящему составу компании, которые принимают окончательное инвестиционное решение, учитывающее индивидуальные стратегические и политические особенности каждого проекта.

Пример ранжирования и составления прогноза выбытия кустов приведен в табл. 28.

Таблица. 32. Прогноз выбытия кустов и инфраструктурных объектов месторождения в нерентабельные активы

¹ Бирман Г., Шмидт С. Экономический анализ инвестиционных проектов /Пер.с англ. под ред. Л. П. Белых. — М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 1997. — с.81

² Иршинская Л.И. Оценка диверсификационных проектов нефтяной компании// Нефтяное хозяйство.- 2003.- №3, с.19-21

	Текущие параметры				Денежный поток (NPV), руб.					
	кол-во скв.	Он	Ож	%	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	467	4 425	65 491	84	4 761 368 366	3 171 526 257	2 173 219 139	1 428 171 451	851 475 036	381 210 582
ДНС-7	84	872	4 799	66	1 061 533 799	763 991 967	582 536 460	449 563 159	344 570 924	268 670 498
1	8	7	264	94	847 126	-2 333 629	-4 525 940	-6 264 828	-7 745 905	-9 043 535
16	4	8	386	97	2 241 697	-1 604 556	-4 290 374	-6 410 537	-8 185 053	-9 756 149
17	2	4	56	89	2 018 284	421 666	-618 955	-1 425 315	-2 096 346	-2 663 271
14	5	11	254	95	7 815 734	3 602 074	848 179	-1 262 032	-2 969 624	-4 418 122
0	1	3	15	76	2 742 011	1 616 830	915 328	387 135	-34 318	-378 520
12	7	54	922	78	53 344 993	33 274 304	20 439 645	10 786 144	3 225 449	-3 089 260
10	1	10	12	3	12 305 068	9 013 993	7 037 151	5 597 661	4 516 628	3 664 749
67	3	19	135	67	21 311 863	14 469 984	10 239 494	7 102 230	4 679 866	2 715 237
19	5	29	460	85	31 297 716	20 872 212	14 312 594	9 424 500	5 646 708	2 533 813
23	3	23	159	84	25 488 479	17 565 532	12 676 095	9 059 133	6 280 556	4 031 018
7	7	58	216	52	69 841 235	49 835 981	37 669 593	28 742 492	21 961 213	16 548 356
3	3	61	183	56	78 899 564	58 658 703	46 479 505	37 639 155	31 065 238	25 876 872
15	9	83	346	67	100 336 931	71 840 494	54 499 254	41 782 218	32 140 440	24 439 698
25	4	60	139	31	78 720 670	58 995 211	47 163 072	38 614 785	32 282 612	27 316 443
24	3	97	375	69	126 166 511	94 098 439	74 769 194	60 746 311	50 346 516	42 124 265
5	5	154	350	39	205 120 752	154 348 464	123 956 889	101 987 057	85 768 849	73 042 538
2	14	191	527	44	243 079 605	179 380 702	141 010 174	113 101 488	92 249 161	75 770 803
УПСВ-6	383	3 553	60 692	88	3 702 122 690	2 409 822 413	1 592 970 802	980 896 416	509 192 235	114 828 207
50а	2	1	238	98	-5 192 635	-6 129 980	-6 943 729	-7 651 738	-8 316 566	-8 956 068
32	1	4	400	99	-2 375 789	-4 421 570	-6 009 653	-7 307 512	-8 424 803	-9 469 767
49а	3	1	87	93	-1 049 711	-1 832 306	-2 373 868	-2 815 822	-3 215 151	-3 563 484
59	4	3	206	98	-733 339	-2 470 104	-3 719 697	-4 725 355	-5 591 567	-6 369 352
62	2	3	131	97	-99 750	-1 618 809	-2 680 377	-3 528 033	-4 255 786	-4 898 310
58б	4	6	210	95	-8 151	-2 802 834	-4 735 950	-6 277 036	-7 602 113	-8 764 390
53	4	8	240	97	2 236 946	-1 232 774	-3 590 960	-5 446 685	-7 010 605	-8 369 948
38	4	7	159	94	4 248 981	1 200 034	-808 926	-2 363 475	-3 645 076	-4 737 344
60	2	19	727	91	12 623 445	4 970 850	-241 002	-4 267 153	-7 512 423	-10 350 958
56	11	53	1 515	96	41 087 313	20 213 465	6 400 409	-4 175 052	-12 653 578	-19 919 350
55	14	78	2 102	91	62 899 689	32 192 685	11 910 231	-3 591 050	-15 978 825	-26 582 652
41б	6	37	1 050	97	28 973 247	14 182 643	4 373 609	-3 139 369	-9 160 943	-14 329 870
41а	5	21	580	98	15 351 596	7 062 100	1 559 520	-2 664 122	-6 065 303	-8 985 679
50	3	42	1 319	96	35 606 300	19 082 224	8 083 005	-312 797	-6 971 215	-12 708 192
61а	7	54	1 975	94	46 237 861	25 128 901	11 200 522	586 397	-7 840 413	-15 051 914
42а	9	58	1 202	80	51 706 307	29 667 219	15 373 411	4 535 598	-4 050 087	-11 299 871
39	12	77	1 454	90	70 807 819	41 803 761	23 102 840	8 960 396	-2 210 740	-11 600 612
56б	3	10	433	80	8 930 606	4 936 004	2 373 307	136 506	4 444 623	2 406 023

Комментарии к таблице: красным обозначены отрицательные денежные потоки по кустам

Как видно из таблицы, большинство кустов, функционирующих в зоне УПСВ-6, выбывают в нерентабельный фонд после 2015 года по причине естественного падения дебита. Несмотря на ряд убыточных кустов, оба объекта: ДНС-7 и УПСВ-6 - остаются эффективными на протяжении всего периода оценки 2011-2016 с дисконтированными денежными потоками в 2016 году равными 268670498 рублей и 114828207 рублей соответственно.

Долгосрочное планирование строительства инфраструктурных объектов

Проблема инвестирования в основные фонды, такие как инфраструктурные объекты нефтегазодобывающего предприятия, была исследована Па-

ненко¹, который основывался на неоклассическом подходе планирования инвестиций в условиях заданных расходов, нормы прибыли на капитал, планируемом объеме добычи и стоимости капитала и анализировал прирост дополнительного объема производства при инвестировании объема капитала в основные фонды.

При долгосрочном планировании строительства инфраструктурных объектов, в первую очередь, необходимо определить цель капитальных инвестиций, в частности²:

- капитальные инвестиции в создание новых производственных мощностей;
- капитальные инвестиции в расширение производства;
- капитальные инвестиции в повышение производственной эффективности;
- капитальные инвестиции, вызванные законодательной необходимостью, сформированной требованием природоохранных и иных государственных органов.

Уровень риска для целей повышается на каждом пункте. Так, инвестиции, связанные с удовлетворением требований государственных органов, являются наиболее рискованными.

В области территориального расположения кустов месторождения запланированы к реализации различные инфраструктурные проекты. Рассмотрим пример участка анализируемого месторождения, изображенный на рисунке 20.

¹ Паненко И.А. Определение величины инвестиций на строительство и реконструкцию основных производственных фондов предприятий нефтегазового комплекса ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз». Нефтяное хозяйство. -1998- №1, С.20-21

² Андреев А.Ф., Зубаерова В.Д., Саркисов А.С. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2007. – С.6-14

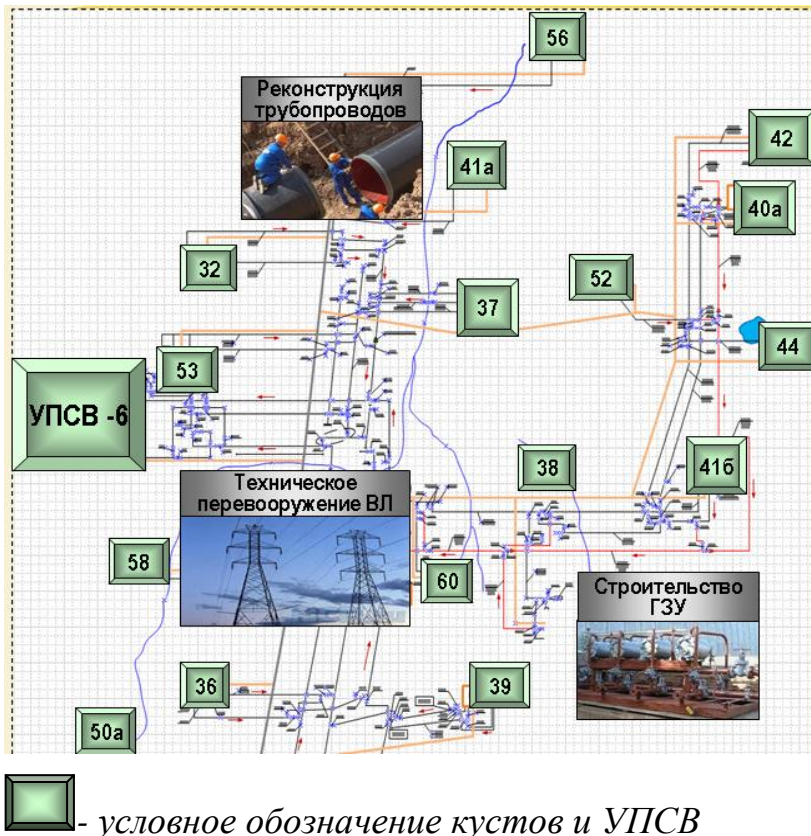


Рис. 20. Участок северной части месторождения А

Как видно из карты месторождения, на представленном участке отражены следующие запланированные к реализации проекты:

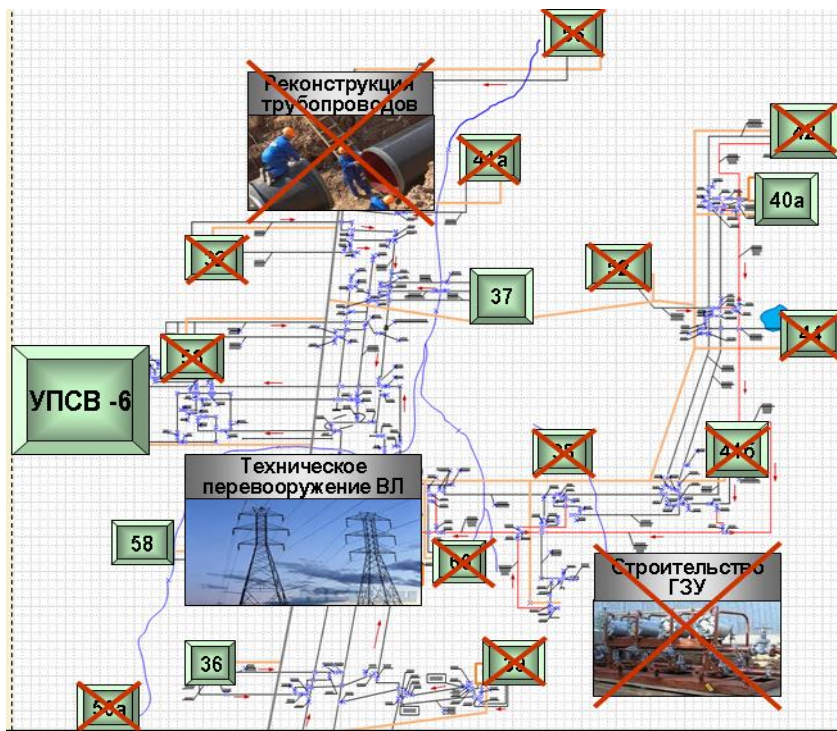
1. Реконструкция трубопроводов. Год реализации - 2013.
2. Техническое перевооружение высоковольтных линий (ВЛ). Год реализации - 2014.
3. Строительство Групповой замерной установки (ГЗУ). Год реализации - 2016.

По мере выбытия кустов, на которые относятся затраты на содержание и обслуживание инфраструктурных объектов, экономическая целесообразность реализации запланированных проектов снижается и приводит к их нерентабельности. В таблице 33 приведена динамика выбытия кустов для исследуемого участка.

Таблица.33. Выбытие кустов участка месторождения А
в нерентабельный фонд

Куст	Текущие параметры				Денежный поток (NPV), руб.					
	кол-во скв.	Он	Ож	%	2011	2012	2013	2014	2015	2016
УПСВ-6	467	4 425	65 491	84	4 761 368 366	3 171 526 257	2 173 219 139	1 428 171 451	851 475 036	381 210 582
50а	2	1	238	98	-5 192 635	-6 129 980	-6 943 729	-7 651 738	-8 316 566	-8 956 068
32	1	4	400	99	-2 375 789	-4 421 570	-6 009 653	-7 307 512	-8 424 803	-9 469 767
53	4	8	240	97	2 236 946	-1 232 774	-3 590 960	-5 446 685	-7 010 605	-8 369 948
38	4	7	159	94	4 248 981	1 200 034	-808 926	-2 363 475	-3 645 076	-4 737 344
60	2	19	727	91	12 623 445	4 970 850	-241 002	-4 267 153	-7 512 423	-10 350 958
56	11	53	1 515	96	41 087 313	20 213 465	6 400 409	-4 175 052	-12 653 578	-19 919 350
41б	6	37	1 050	97	28 973 247	14 182 643	4 373 609	-3 139 369	-9 160 943	-14 329 870
41а	5	21	580	98	15 351 596	7 062 100	1 559 520	-2 664 122	-6 065 303	-8 985 679
39	12	77	1 454	90	70 807 819	41 803 761	23 102 840	8 960 396	-2 210 740	-11 600 612
44	5	22	357	94	19 995 119	11 852 258	6 634 525	2 692 873	-424 250	-3 030 811
52	13	96	1 997	86	92 331 080	56 536 243	33 475 594	16 086 707	2 443 859	-9 020 506
42	13	138	2 446	93	140 721 870	89 967 447	57 523 049	33 178 617	14 222 891	-1 608 795
40а	7	47	592	90	49 909 380	33 041 724	22 451 071	14 554 038	8 432 295	3 397 904
58	7	56	716	86	60 159 082	40 118 871	27 519 132	18 130 780	10 872 856	4 896 347
36	15	113	1 313	89	121 175 854	80 628 107	55 194 843	36 244 375	21 572 504	9 516 985
37	3	39	139	82	48 575 392	35 492 796	27 576 673	21 801 517	17 465 498	14 022 695

Как видно из таблицы к 2014 году 50% кустов, находящихся в зоне УПСВ6 генерируют отрицательные денежные потоки. В результате выбытия кустов в нерентабельные активы реализация двух из трех запланированных проектов (реконструкция трубопроводов и строительство ГЗУ) будет экономически не целесообразной, как показано на рисунке 21.



Комментарий: перечеркнутые кусты и инфраструктурные объекты отражают их выбытие в нерентабельный фонд

Рис. 21. Выбытие кустов и проектов участка месторождения А

На основании рисунка можно сделать вывод, что с целью обеспечения экономической эффективности реализации проектов, предприятие должно

принять меры по оптимизации работы проблемных кустов, за счет сокращения нерентабельного фонда или получения дополнительной добычи от проведения геолого-технических мероприятий.

Таким образом, методика комплексного детализированного экономического анализа имеет важное значение с точки зрения планирования инвестиционных проектов. Она позволяет своевременно выявить проблемные участки с целью дальнейшей разработки рекомендации по повышению их эффективности.

3.4. Управление эффективностью нефтегазовых месторождений

На основании итогов проведенного в Главе 1 анализа чувствительности, можно сделать вывод, что на эффективность работы скважины в равной, а часто даже в большей степени, чем экономические макропараметры влияют производственные показатели.

Таким образом, с точки зрения влияния на производственный процесс наибольший интерес представляет изменение технологических параметров работы скважины.

Выявление проблемных участков позволяет сформулировать рекомендации относительно проведения комплекса мер по оптимизации работы месторождения.

Важность работы с низкорентабельными месторождениями подчеркивается в исследованиях Шейкина А.Г. и Череповицына А.Е.¹

При этом возможны четыре основных пути оптимизации работы убыточных участков:

- 1. отключение проблемных участков;*
- 2. оптимизация переменных расходов;*

¹ Шейкин А.Г., Череповицын А.Е. Принципы освоения малорентабельных месторождений нефти на основе партнёрства государства и бизнеса. // Вестник ЦКР Роснедра. 2013. №6. С.18-21

3. оптимизация постоянных расходов;

4. наращивание выручки от реализации за счет максимизации производства.

Отключение проблемных участков является наиболее простым и наименее затратным вариантом оптимизации месторождения, который позволяет свести к нулю отрицательный денежный поток, а также получить экономию денежных средств, в части сокращения расходов на эксплуатацию убыточного участка. Полученная экономия ресурсов может быть в дальнейшем использована на финансирование эффективных мероприятий, тем не менее, отключение проблемных участков связано с возникновением риска невыполнения лицензионных обязательств по добыче, который может привести к отзыву лицензии у предприятия.

Вследствие этого, наиболее эффективным вариантом решения проблемы убыточной работы производственных участков мы видим оптимизацию переменных или постоянных затрат.

Оптимизация переменных затрат предполагает проведение геолого-технических мероприятий, направленных на получение дополнительной добычи нефти.

Оптимизация постоянных затрат связана с поиском наименее затратного варианта содержания и обслуживания эксплуатационного оборудования. Одним из таких вариантов является переход на более дешевый способ эксплуатации оборудования, решение по которому требует отдельного исследования и разработки методологического инструментария в будущем.

Наращивание объемов производства сопряжено с привлечением дополнительных инвестиций на проведение геолого-технических мероприятий и должно рассматриваться отдельно как индивидуальный инвестиционный проект.

Пример оценки повышения эффективности деятельности месторождения был описан в работе Дурова и др.¹ Авторы фокусируются на мероприятиях по снижению неопределенности (дополнительные поисково-разведочные работы) и проводят сравнительную оценку эффективности для трех случаев:

- 1) Эксплуатации убыточного месторождения (отрицательная эффективность)
- 2) Остановка эксплуатации и отказ от несения неоправданных инвестиций (нулевая эффективность)
- 3) Проведение мероприятий за счет привлечения дополнительных инвестиций (положительная эффективность).

Данная Методика базируется на принципах, предложенных Дуровым в части управления эффективностью эксплуатации месторождений.

Пример управления эффективностью месторождений с помощью Методики детализированной оценки

Принцип оценки, использованный в данной работе, подобен методике, предлагаемой Дуровым. Главной целью при этом является принятие эффективного управленческого решения. В качестве примера принятия управленческого решения в соответствии с выбранной на предприятии стратегией, в рамках использования Методики рассмотрим Месторождение А и Месторождение Б, совокупный денежный поток по которым составляет 40 млн руб. (табл. 34).

Таблица. 34. Денежный поток по месторождениям А и В

Месторождение	CF
Месторождение А	-23 млн руб.
Месторождение В	37 млн руб.
ИТОГО	27 млн руб.

¹ Моделирование рискованных ситуаций в экономике и бизнесе: Учеб. Пособие / Дубров А.М., Лагоша Б.А., Хрусталева Е.Ю., Барановская Т.П.; Под ред. Б.А. Лагоши. – 2-е изд., перераб и доп. - М.: Финансы и статистика, 2003. – С. 143-147.

Как видно из таблицы, денежный поток по месторождению А отрицательный (-23 млн руб.), в то время как поток месторождения Б положительный и составляет 50 млн руб.

Перед предприятием стоит задача оптимизации затрат и денежного потока. Для ее выполнения необходимо выявить причину убыточной работы, и, исходя из выбранной на предприятии стратегии, принять эффективное управленческое решение по оптимизации.

При выборе стратегии максимизации потока при отсутствии методики детализированного анализа, месторождение было бы законсервировано, ввиду его нерентабельности.

Методика детализированной оценки текущего денежного потока предприятия, разработанная и предлагаемая в данном диссертационном исследовании, позволяет установить причину убыточной работы, за счет комплексного анализа эффективности всех производственных единиц и объектов месторождения А.

На первом этапе оценки необходимо локализовать место нахождения месторождения, проанализировать расположенные в зоне непосредственной близости от кустов инфраструктурные объекты, участвующие в производственной цепи добычи нефти месторождения А, и определить постоянные затраты на содержание и обслуживание производственных единиц и инфраструктурных объектов (табл. 35).

Таблица 35. Постоянные затраты на объекты инфраструктуры
Месторождения А

Постоянные затраты на содержание и обслуживание объектов инфраструктуры, руб./год.						
Куст	Дороги	ВЛ	Трубопроводы	КНС	ДНС, УПСВ	Месторождение
9 712 549,5	86 292,2	336 608,4	126,2	16 845 388,0	20 014 201,2	12 725 440,0

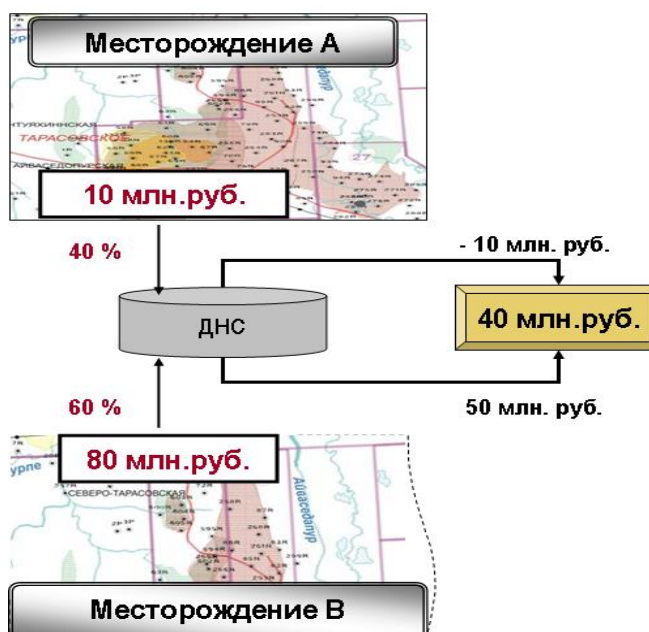
Следующим этапом анализируется детализированный денежный поток в разрезе всех производственных единиц и инфраструктурных объектов, как представлено в таблице 36.

Таблица 36. Детализированный денежный поток Месторождения А, руб./год

№ куста	СФ по кусту	С учетом дорог	С учетом ВЛ	С учетом трубопроводов	С учетом затрат на КНС	С учетом затрат на ДНС	С учетом затрат на месторождение
1	21 692 876	21 680 548	21 632 461	21 632 443			
2	10 034 922	10 022 594	9 974 508	9 974 490			
3	-6 894 794	-6 907 121	-6 955 208	-6 955 226			
4	6 577 441	6 565 113	6 515 027	6 517 008			
5	-13 983 131	-13 995 458	-14 043 545	-14 043 563			
6	11 318 686	11 306 358	11 258 271	11 258 253			
7	-1 664 447	-1 676 775	-1 724 862	-1 724 880			
Итого	27 081 553	26 995 259	26 656 652	26 658 525	9 813 137	-10 201 064	-22 926 504

Более детальный анализ денежного потока приведен в таблице Приложения 3.

Как видно из таблицы, детализированная оценка позволяет определить причину убытков, которая заключается в том что месторождение не способно покрыть постоянных затрат на обслуживание ДНС, на которую поступает нефть с обоих участков. До учета этих затрат поток по месторождению был положительным и составлял 9813137 руб. (или приблизительно 10 млн руб.). После учета затрат на ДНС, совокупный денежный поток становится отрицательным и составляет -10201064 млн руб. При более детальном анализе было выявлено, что только 40% всей нефти, поступающей на ДНС, обеспечивается Месторождением А. Схема движения нефти и денежных потоков по месторождениям А и В с учетом ДНС представлена на рисунке 22.

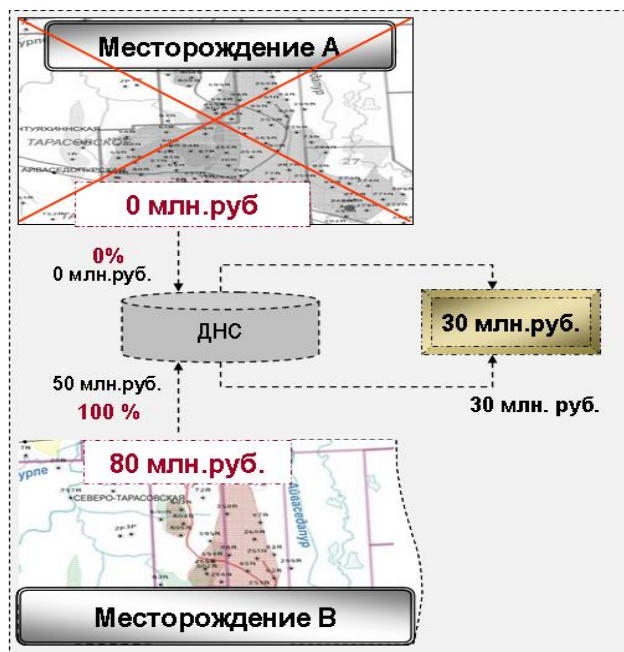


Комментарий: 10 млн руб. и 80 млн руб. – совокупные денежные потоки по месторождениям А и В до учета затрат на ДНС; затраты на ДНС составляют 50 млн руб., в том числе 40% (20 млн руб.) относятся на месторождение А и 60% (30 млн руб.) относятся на месторождение В; CF месторождения А (-10 млн руб.) и В (50 млн руб.) показан до учета постоянных затрат на месторождение

Рис. 22. Схема формирования денежного потока по месторождению А и месторождения В с учетом ДНС

Как видно из рисунка, 40% нефти, проходящей через ДНС поступает от месторождения А и 60% нефти - от месторождения В. Затраты на ДНС при этом делятся распределяются между месторождениями пропорционально объему добычи.

Таким образом, при выборе стратегии консервации месторождения А, без использования предлагаемой Методики, все постоянные затраты ДНС относились бы на Месторождение В. На рисунке 23 наглядно моделируется гипотетическая ситуация консервации месторождения А.



Комментарий: перечеркнутое месторождение А отражает условное обозначение его остановки; в расчете не учтены затраты на консервацию и ликвидацию месторождения

Рис. 23. Схема формирования денежного потока при принятии стратегии максимизации денежного потока

В результате остановки эксплуатации Месторождения А совокупный денежный поток сократился бы на 10 млн руб. (положительная величина, генерируемая месторождением А до учета затрат на ДНС) до 30 млн руб.

Для принятия более эффективного управленческого решения, при ориентации на максимизацию денежного потока, необходимо оптимизировать работу убыточного месторождения А, используя детализированную методику выявления проблемных единиц производства.

Для этого на основании детализированной оценки в разрезе кустов и скважин были выявлены проблемные участки, являющиеся причиной убыточной работы месторождения:

Куст 1 – скважины 7, 5, 66

Куст 3,5,7 – денежный поток большинства скважин отрицательный, их оптимизация не позволит достичь положительного потока по кусту:

Куст 4 – скважины 37, 41

Куст 6 – скважины 57, 59

Как уже было отмечено выше, существует два основных метода по оптимизации потока – это сокращение затрат и/или увеличение выручки за счет достижения дополнительного объема производства.

В данном примере поток предложено оптимизировать за счет остановки убыточных скважин и кустов. Второй метод не исключается и может быть рассмотрен в случае готовности компании привлечь дополнительные инвестиции с целью наращивания добычи по проблемным скважинам.

Таким образом, в результате принятия мер по оптимизации работы фонда, посредством отключения нерентабельных кустов и скважин, суммарный поток по кустам может составить 56,4 млн руб., а совокупный денежный поток по месторождению 6,5 млн. руб., как показано в таблице 37.

Таблица 37. Детализированный денежный поток по Месторождению А после оптимизации проблемных скважин и кустов, руб./год

№ куста	CF по кусту	С учетом дорог	С учетом ВЛ	С учетом трубопрово дов	С учетом затрат на КНС	С учетом затрат на ДНС	С учетом затрат на месторождение
1	24 696 793	24 684 466	24 636 379	24 636 361			
2	10 034 922	10 022 594	9 974 508	9 974 490			
3	0	0	0	0			
4	9 241 297	9 288 970	9 180 883	9 180 865			
5	0	0	0	0			
6	12 391 716	12 379 389	12 331 302	12 331 284			
7	0	0	0	0			
Итого	56 364 728	56 375 419	56 123 072	56 123 000	39 277 611	19 263 410	6 537 970

Более детальная разбивка приведена в таблице 38.

Таблица 38. Оптимизация работы убыточных кустов
и скважин месторождения А

Куст	№ СКВ	Денежный поток по операционной деятельности, ру		
		До оптимизации	После оптимизации	Эффект от оптимизации
1	7	-1 119 664	0	1 119 664
1	4	1 830 475	1 830 475	0
1	12	770 561	770 561	0
1	8	31 808 306	31 808 306	0
1	5	-1 070 362	0	1 070 362
1	66	-813 891	0	813 891
1		21 692 876	24 696 793	3 003 917
2	14	5 769 271	5 769 271	0
2	15	2 815 880	2 815 880	0
2	25	3 557 736	3 557 736	0
2	30	5 380 274	5 380 274	0
2	13	1 113 980	1 113 980	0
2	9	732 190	732 190	0
2	20	378 140	378 140	0
2		10 034 922	10 034 922	0
3	23	662 475	0	-662 475
3	18	-1 024 835	0	1 024 835
3	16	3 180 115	0	-3 180 115
3		-6 894 794	0	6 894 794
4	37	-1 356 368	0	1 356 368
4	36	405 150	405 150	0
4	47	7 991 775	7 991 775	0
4	41	-1 307 489	0	1 307 489
4	52	10 556 922	10 556 922	0
4		6 577 441	9 241 297	2 663 857
5	33	-4 277 222	0	4 277 222
5	49	-732 849	0	732 849
5	34	739 490	0	-739 490
5		-13 983 131	0	13 983 131
6	61	410 625	410 625	0
6	12900	471 945	471 945	0
6	13600	11 338 725	11 338 725	0
6	63	2 665 960	2 665 960	0
6	60	1 653 085	1 653 085	0
6	13000	2 208 250	2 208 250	0
6	57	-805 017	0	805 017
6	59	-268 013	0	268 013
6	51	1 729 236	1 729 236	0
6	55	718 320	718 320	0
6	58	908 120	908 120	0
6		11 318 686	12 391 716	1 073 030
7	89	2 244 107	0	-2 244 107
7	107	-850 295	0	850 295
7	69	7 268 438	0	-7 268 438
7	96	-614 147	0	614 147
7		-1 664 447	0	1 664 447
Итого		27 081 552	56 364 728	29 283 176

Таким образом, суммарный экономический эффект от использования методики за счет оптимизации денежного потока проблемных скважин и кустов представлен в таблице 39.

Таблица 39. Экономический эффект от оптимизации работы убыточных скважин и кустов, руб.

Денежный поток Месторождения А	CF по кустам	С учетом затрат на ДНС	С учетом затрат на месторождение
ДО оптимизации	27081553	-10201064	-22926504
ПОСЛЕ оптимизации	56364728	-10201064	6537970
ИТОГО эффект от оптимизации			29283175

Как видно из таблицы совокупный эффект составит примерно 30 млн руб. Эффект от оптимизации работы убыточного месторождения за счет остановки проблемных кустов и скважин является минимальным и отражает прямую экономию денежных средств. Достижение наибольшего экономического эффекта, как с точки зрения добычи, так и с точки зрения экономики, возможно при принятии решения о получении дополнительной добычи нефти за чет проведения геолого-технических мероприятий. Это решение требует дополнительного инвестирования и мероприятия должны анализироваться отдельно как самостоятельные инвестиционные проекты.

Принимаемые управленческие решения вне зависимости от того, связаны ли они с внедрением новых технологий, ликвидацией неэффективных объектов или устранением отклонений от плановых показателей, влияет на производственно-финансовые результаты деятельности компании в целом. В этой связи, управленческое решение должно базироваться не только на аналитических рекомендациях, полученных на основе оценки производственно-финансовых показателей деятельности, но на ряде критериев, включающих каче-

ственную и количественную оценку положительных и отрицательных результатов принятия решения об отключении¹. Одним из последствий остановки скважин, является необходимость восстановительных работ по доизвлечению в будущем за счет восстановления неработающего фонда, что является высокочрезвычайно затратным процессом, как было показано в работе Шарифуллина при анализе остаточного потенциала для восстановления добычи на Саматлорском месторождении². Хуснуллин и Шакиров³ отмечали, что решение об отключении должно базироваться на комплексном влиянии на финансово-хозяйственную деятельность компании в целом. Кроме того, необходимо принимать во внимание риски, связанные с невыполнением лицензионных обязательств, возникающих в случае сокращения объемов добычи^{4,5}.

Таким образом, комплексное применение детализированного анализа денежного потока и методики позволит определить наиболее эффективные пути оптимизации для каждой ситуации и повысить качество принятия управленческого решения.

3

Интеграция Методики в систему аналитики нефтяной Компании
Методика детализированного анализа как инструмент повышения эффективности взаимодействия структурных подразделений компании

Моделирование предлагаемых подходов подразумевает разработку и внедрение электронной модели, в которую закладываются основные алгоритмы Методики. Значимость автоматизации систем управления отмечалась

¹ Воронцовский А.В. Конечные результаты производства и методы их определения / ЛГУ им. А.А. Жданова. Л.: Изд-во ЛГУ, 1987.- С.131-139.

² Шарифуллин Ф.А. Основные элементы концепции восстановления добычи нефти на Саматлорском месторождении// Нефтяное хозяйство.- 1997.- № 10.- С 16-20.

³ Хуснуллин Л.Н., Шакиров М.Т. Экономическая оценка эффективности использования фонда нефтяных скважин. ВНИИЦ «Нефтегаз технология»// Нефтяное хозяйство.- 1994.- № 2, – С. 85-86.

⁴ О недрах: закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 13.07.2015). Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 15.01.2016).

⁵ О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» и отдельные законодательные акты Российской Федерации: Федеральный закон от 29.12.2014 N 459-ФЗ. Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 15.01.2016).

еще учеными 1980-х годов. Так, Кальксдорф, Мельник, Соляж и другие¹, анализируя структуру издержек управления, определили, что наибольший удельный вес принадлежит издержкам на автоматизацию. Они отмечали, что «отставание в технической оснащенности управления приводит к увеличению численности управленческого персонала, часто замедляет процессы обоснования и принятия решений, ограничивает возможность их оптимизации и тормозит повышение оперативности процессов управления».

Кот и другие² рассматривали вопросы оптимизации рабочего времени на сбор и структурирование данных. В своих исследованиях они показали, что эти этапы занимают 97% всего рабочего времени, в то время как лишь 3% времени затрачивается на анализ. Авторы отмечали необходимость в информационной поддержке компаний топливно-энергетического комплекса, разработке инновационных подходов к управлению, базирующихся на автоматизированных информационных системах.

В экономической теории выделяют три основные схемы перспективного планирования³:

1. Децентрализованная форма («снизу вверх»), когда планирование осуществляется по инициативе функциональных подразделений
2. Централизованная форма («сверху вниз») основные цели и задачи формируются руководством и доводятся до функциональных подразделений
3. Интерактивная форма (через взаимодействие) является наиболее широко распространенной формой в настоящее время, предполагающей формирование идей в процессе диалога между руководителями и функциональными подразделениями.

¹ Кальксдорф Э., Мельник М.В., Соляж Я. и др.. Анализ эффективности затрат на управление в производственно-хозяйственных организациях / Под ред. проф. С.Е. Камецера. – М.: Финансы и статистика, - 1981. – с. 134.

² Кот А.Д., Филиппов В.Е., Якименко А.А. Переход к корпоративной управленческой отчетности// Газовая промышленность.- 2003.- №11, С. 36-37.

³ Петров А.Н. Стратегическое планирование развития предприятия: Учебное пособие. - СПб.: Изд-во СПбУЭФ, 1993.- С.3-35.

Мазур и другие¹ выделяют следующие фазы принятия управленческого решения:

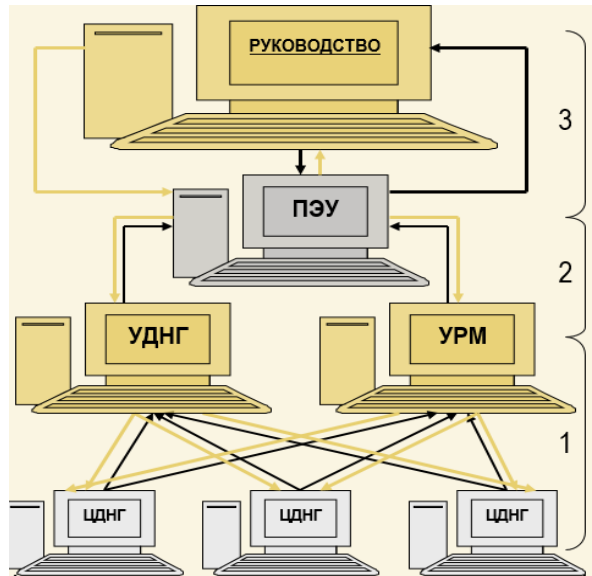
1. Сбор информации о потенциальных проблемах;
2. Идентификация причин возникновения проблемы. На этом этапе формулируется проблема и оценивается степень ее важности;
3. Определение целей решения проблемы. На этом этапе цели решения проблемы сопоставляются с целями компании;
4. Разработка стратегии решения проблемы, в том числе определение требований к решению, критериев эффективности, выявление ограничений;
5. Рассмотрение потенциальных вариантов решения, в том числе определение всех возможных сценариев решения, их оценка и прогнозирование последствий;
6. Выбор оптимального решения на основании сравнения рассмотренных сценариев;
7. Возможная корректировка, согласование и утверждение решения с функциональными службами и исполнителями;
8. Исполнение решения на основании разработки плана его реализации.

Выделяют следующие сложности, влияющие на оперативность и качество принятия решения:

- индивидуальность решения для специфических случаев усложняет и замедляет процесс принятия решения;
- различные цели, стоящие перед разными функциональными управлениями;
- изменение последовательности этапов, что обуславливает необходимость повторного прохождения стадий.

¹ Мазур И.И., Шапиро В.Д., Коротков Э.М., Ольдерогге Н.Г. Корпоративный менеджмент. – М.: Омега-Л, 2005, С.324-332.

Как показал анализ нефтедобывающих компаний, часто по причине многообразия существующих функциональных подразделений, диалог между ними с целью принятия управленческого решения является многоэтапным с большим количеством цепочек взаимодействия. Ситуация также усложняется громоздкостью документооборота, необходимого для регулирования деятельности комплексных процессов. Схематично взаимодействие подразделений при планировании добычи нефти изображено на рисунке 24.



Комментарий: ПЭУ – планово-экономические службы; УДНГ – управление добычи нефти и газ; УРМ – управление разработки месторождений; ЦДНГ – производственные цехи добычи нефти и газа.

Рис. 24. Схема взаимодействия подразделений при планировании производства

Как видно из рисунка, схема взаимодействия характеризуется громоздкостью связей и многоступенчатостью, результатом которых является:

- дублирование функций;
- сложность коммуникации;
- возникновение противоречащих/конфликтных точек зрения между функциональными подразделениями.

Таким образом, недостатком существующей системы является громоздкость взаимосвязей и низкая оперативность принятия управленческих решений.

Это ситуация усугубляется интенсивностью взаимодействия для каждой из обозначенных связей по причине того, что коммуникация будет состоять из трех основных элементов:

передача сообщения – обработка получателем – обратная связь¹

Каждый из обозначенных элементов связан с временными и трудовыми затратами, негативно влияющими на оперативность принятия решения. Кроме того, в связи с большим количеством участников возникает риск искажения информации при передаче. Вертикальная иерархия при этом способна снизить эффективность коммуникации и повлиять на оперативность принятия решения².

Как следствие, на этапе планирования и на этапе мониторинга возникают проблемы, решение которых в настоящий момент требует больших временных затрат. Кроме того, в большинстве нефтегазодобывающих компаний анализ финансового результата деятельности компании производится ежемесячно. Практически, система анализа сводится к ежемесячному планированию ожидаемых показателей, оценке фактических показателей и сравнению результатов деятельности с планом.

Проблема взаимодействия структурных подразделений нефтяных компаний была освещена в работах Иршинской³, которая рассматривала вопросы многослойности взаимодействия при принятии управленческого решения и предложила упрощенную матричную структуру, оптимизирующую процесс управления.

¹ Роджерс Э. Агарвала-Роджерс Р. Коммуникации в организациях: пер. с англ. М.: Экономика, 1980. – С. 25-30.

² Уайт П. Управление исследованиями и разработками. – М.: Экономика, 1982, С. 155-122.

³ Иршинская Л.И. Повышение конкурентоспособности нефтяных компаний в результате совершенствования систем управления// Нефтяное хозяйство.- 2003.- №9., С.22-25.

В данной работе упрощение взаимодействия осуществляется не за счет изменения организационной структуры, а благодаря внедрению единого программного модуля, позволяющего функциональным подразделениям в режиме текущего времени всесторонне анализировать работу каждой производственной единицы и инфраструктурного объекта и, таким образом, оптимизировать время и качество принятия управленческого решения. В целом процесс технологизации детализированной методики включает три фазы¹:

1. *Теоретическую*, связанную с выявлением цели. В данном исследовании целью технологизации является повышение эффективности управления месторождениями за счет оптимизации коммуникационных связей между функциональными подразделениями;

2. *Методическую*, включающую определение методов и средств получения входной информации, ее обработку, анализ и формирование рекомендаций.

3. *Процедурную*, направленную на организацию практического функционирования предлагаемого инструмента. Сбор информации должен быть автоматизирован с целью избежания искажений и ошибок.

Моделирование методики основано на принципах экономико-математического моделирования – «описания экономических процессов и явлений в виде экономико-математических моделей»². Эти принципы включают анализ экономических объектов, прогнозирование экономических последствий, анализ потенциальных вариантов развития хозяйственного процесса, разработка управленческих решений на всех уровнях управления.

Процесс моделирования основан на алгоритме – точном описании последовательности операций по преобразованию входных данных в результирующие параметры³.

¹ Инновационный менеджмент: Учебник для вузов/ С.Д. Ильенкова, Л.М. Гохберг, С.Ю. Ягудин и др., под ред. С.Д. Ильенковой. – М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 1997. С. 263-264.

² Лопатников Л.И. Экономико-математический словарь. - М.: ВО «Наука», 1993. – с. 401.

³ Лопатников Л.И. Экономико-математический словарь. - М.: ВО «Наука», 1993. – с. 19.

Процедура автоматизированной детализированной оценки изображена на рисунке 25.



Рис. 25. Алгоритм процедуры проведения автоматизированной детализированной оценки

Как видно из рисунка, инструментом моделирования является MS Excel, в который загружается производственный отчет из действующего в компании программного обеспечения для ежесуточного мониторинга производственных параметров. На примере ООО «РН-Пурнефтегаз» модель MS Excel была интегрирована в существующую систему мониторинга производственных показателей на базе программы ТИС-Добыча.

После внедрения модели детализированной оценки схема взаимодействия функциональных подразделений имеет новый упрощенный вид, представленный на рисунке 26.

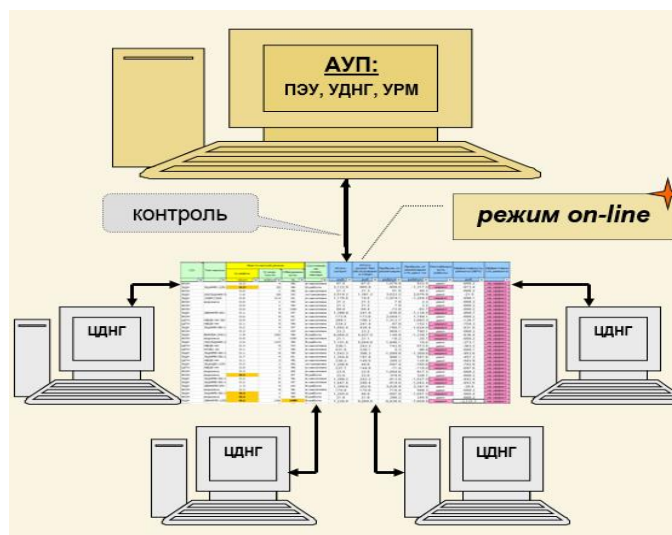


Рис. 26. Схема взаимодействия подразделений при планировании производства после внедрения модели детализированной оценки денежного потока

Таким образом, программное моделирование разработанной методики позволяет значительно упростить схему взаимодействия функциональных подразделений за счет быстрого и оперативного анализа в режиме on-line и повысить оперативность принятия управленческих решений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Методика детализированной оценки денежного потока предприятия, применяемая на основании принципов управления рентабельностью работы фонда скважин, является инструментом комплексного экономического анализа, позволяющим разрабатывать рекомендации производственным службам предприятия, по оптимизации эксплуатации проблемных участков с целью повышения качества управленческих решений и эффективности деятельности предприятия в целом.

На основании проведенного исследования можно сделать следующие выводы.

1. Анализ технико-экономических показателей производства нефтегазодобывающих предприятий позволил сделать вывод, что повышение эффективности эксплуатации месторождений, особенно находящихся на поздней стадии разработки и характеризующиеся сложными геологическими условиями добычи, возможно при внедрении механизмов управления фондом скважин, основанном на постоянном мониторинге эффективности каждой скважины в режиме текущего времени и оценке ее влияния на экономические показатели месторождения и предприятия в целом.

2. Анализ существующих методических подходов к управлению эффективностью работы нефтегазодобывающего предприятия и их затратами (такие как директ-костинг и контроллинг) позволил выявить следующие недостатки:

- используемые в настоящее время методы классификации затрат в разрезе центров их возникновения не предполагают выделения издержек, обеспечивающих прямую экономию затрат в случае остановки фонда скважин;
- наименьшей анализируемой производственной единицей является цех добычи нефти без детализации в разрезе кустов и скважин;
- анализ затрат производится не чаще, чем раз в месяц.

2. На основании совершенствования существующих методик был предложен усовершенствованный подход к управлению затратами, в частности:

— предложена классификация затрат с введением понятия «условно-прямые затраты на скважину», обеспечивающие прямую экономию денежных средств в случае остановки скважины. Представлена постатейная группировка условно-прямых затрат на скважину затрат;

— разработана схема детализированного отнесения затрат по производственным единицам и инфраструктурным объектам по этапам производственного цикла добычи и подготовки добываемой продукции.

3. Для идентификации источников проблемной и убыточной работы предприятия была предложена система инструментов экономической оценки, включающая:

- формулировка понятия «экономическая эффективность» как достижение максимального экономического эффекта за счет эффективного планирования затрат;

- разработка метода решения задачи управления эффективностью фонда скважин - методики детализированной оценки эффективности текущей эксплуатации в разрезе всех производственных единиц и инфраструктурных объектов в режиме on-line, позволяющая определить точную причину низкой эффективности эксплуатации месторождения, с целью дальнейшей разработки адресных рекомендаций по работе с проблемным фондом.

4. Определены критерии оценки эффективности эксплуатации скважины:

- показано, что для анализа эффективности целесообразно использовать показатель денежного потока, который представляет собой разность между доходами от продажи продукции и условно прямыми затратами. Предложена классификация фонда скважин на: «рентабельные», «нерентабельные», «рентабельные до года», «рентабельные от года до трех лет», «рентабельные более трех лет»;

- предложена методика оценки безубыточности работы скважин, включающая расчет минимально-рентабельного дебита и периода его достижения;

- разработана методика составления прогноза выбытия скважин в нерентабельный фонд, учитывающая темп падения дебита нефти и позволяющая повысить эффективность деятельности предприятия за счет своевременного проведения мероприятий, продляющих рентабельную эксплуатацию скважин.

7. Предложена методика оценки безубыточности работы кустов и инфраструктурных объектов, включающая расчет минимально-рентабельного дебита и периода его достижения с учетом.

8. Предложена методика ранжирования и составления долгосрочного прогноза выбытия кустов и инфраструктурных объектов в нерентабельные активы, учитывающая фактор времени, в частности:

- дисконтирование (приведение будущих денежных потоков к текущей стоимости)

- инфляцию (удорожание затрат)

- темп падения добычи нефти

- коэффициент отработанного времени по скважинам

9. Предложены пути повышения эффективности работы предприятия по оптимизации работы скважин и сокращения экономически не обоснованных затрат, за счет:

- остановки нерентабельного фонда скважин

- проведения мероприятий для обеспечения дополнительной добычи нефти

10. Представлены примеры практического использования методики:

- продемонстрирован практический пример применения методики, с точки зрения выявления причины убыточной работы – нерентабельных скважин, выбора эффективной стратегии, сокращения экономически не обоснованных затрат и оптимизации денежного потока в целом по месторождению.

- рассчитан экономический эффект от внедрения предлагаемой системы управления эффективностью, достигаемый за счет оптимизации работы фонда посредством сокращения экономически не обоснованных затрат и перераспределения их на проведение эффективных мероприятий.

11. Проведено моделирование предложенной методики. Разработанная модель экспресс-оценки позволяет оптимизировать структуру взаимодействия экономических и производственных служб предприятия и повысить оперативность и качество планирования и принятия управленческих решений.

Таким образом, предложенная методика позволяет:

- анализировать эффективность производственного процесса в разрезе минимальной единицы - скважины;

- проводить анализ в режиме on-line;

- устанавливать точную причину низкой эффективности эксплуатации месторождения (работы предприятия);

- повысить эффективность анализа и разработки рекомендаций по улучшению показателей работы месторождения в разрезе всех составных производственных единиц и инфраструктурных объектов (скважина, куст, ДНС, ЦПС и т.п.);

- вычислить значение минимально-необходимой дополнительной добычи нефти по каждой производственной единице для обеспечения неотрицательного денежного потока

- составлять прогнозы выбытия скважин, кустов и инфраструктурных объектов в нерентабельные активы;

- своевременно выявлять проблемные участки, период достижения порога рентабельности для которых достаточно низкий;

- оценить эффективность плана реализации инфраструктурных проектов на будущие периоды (в т.ч. формирование рекомендаций по решению проблемы ограничения пропускной способности);

- разрабатывать адресные рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин;

- повысить качество и оперативность принятия управленческих решений и выбора стратегии развития месторождения на основании;

- упростить систему взаимодействия функциональных подразделений компаний.

Эффективность предложенной системы подтвердилась при решении таких практических задач, как идентификация источника убыточной работы, текущий мониторинг эксплуатации фонда, оперативное выявление проблемных скважин и разработка рекомендаций по оптимизации их работы предприятия. Разработанные методики были официально внедрены в ООО «РН-Пурнефтегаз» и продолжают использоваться в настоящее время, что свидетельствует об их высокой практической значимости и целесообразности внедрения результатов диссертационного исследования в компаниях нефтегазодобывающей промышленности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**Нормативно-правовые документы**

1. Комплект методических материалов по теме «Практика коммерческой оценки и экспертизы инвестиционных проектов в промышленности». ООО «Альт-Инвест», Москва, 2006. - 71 с.
2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция).- М.: Экономика, Министерство Финансов РФ, Государственный комитет РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике, 1999. – 100 с.
3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. И жил. Политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – С. 20-25
4. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 29.12.2015). Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 12.07.2015).
5. Положение о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг) и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли. Утверждено постановлением Правительства Российской Федерации №552 от 5 августа 1992 года, с изменениями и дополнениями.
6. О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» и отдельные законодательные акты Российской Федерации: Федеральный закон от 29.12.2014 N 459-ФЗ. Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 15.01.2016).
7. О налоге на имущество организаций: закон Санкт-Петербурга от 26.11.2003 N 684-96 (ред. от 24.11.2009). Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 11.08.2015).

8. О недрах: закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 13.07.2015). Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 15.01.2016).

9. Об оценке эффективности инвестиционных проектов: Методические рекомендации. Утверждено 21.06.1999 г., Минэкономки, Минфином, Госстроем России. Официальное издание.- М.: Экономика, 2000.

10. Об утверждении федерального стандарта оценки «Общие понятия оценки, подходы к оценке и требования к проведению оценки (ФСО №1)»: приказ Минэкономразвития РФ от 20.07.2007 № 256 (ред. от 22.10.2010). Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 10.08.2015).

11. Об Энергетической стратегии России на период до 2020 года: распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р (ред. от 07.02.2014).

12. Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года: распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р. Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 15.02.2010).

Книги, монографии, учебники на русском и иностранных языках

13. Александровский А.П. Анализ работы промышленного предприятия.- М., 1938.

14. Александровский А.П. Учет, калькуляция и техническая отчетность.- М.: Машгиз, 1945.

15. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 240 с.

16. Андреев А.Ф., Самохвалов Е.П., Пельменева А.А., Бурыкина Е.В. Основы экономики и организации нефтегазового производства: учеб. пособие для вузов. Под ред. Андреева А.Ф. – М.: «Академия». 2014. – 320 с.

17. Байбаков Н.К., Байков Н.К., Басниев и др. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России. - М.: ИГиРГИ, 1995. – 447 с.

18. Балабанов И.Т. Основы финансового менеджмента: Учеб. Пособие. - М.: Финансы и статистика, 1998. – С. 414-422
19. Баканов М.И., Мельник М.В., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа: Учебник. / Под ред. Баканова М.И. – 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Финансы и статистика, 2005. – С. 285-315.
20. Белов А.М., Добрин Г.Н., Карлик А.Е. Экономика организации (предприятия): Практикум / Под общ. Ред. проф. А.Е. Карлика. – М.: ИНФРА-М, 2003. – С. 109-113.
21. Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.1. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – 152 с.
22. Бланк И.А. Основы финансового менеджмента. Т.2. – К.: Ника-Центр, 1999. – (Серия «Библиотека финансового менеджера»; Вып. 3). – С. 12-150.
23. Бирман Г., Шмидт С. Капиталовложения: Экономический анализ инвестиционных проектов / Пер. с англ. Под ред. Л.П. Белых. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003. – С. 129-161.
24. Бирман Г., Шмидт С. Экономический анализ инвестиционных проектов /Пер.с англ. под ред. Л. П. Белых. - М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 1997. – С.12-69.
25. Большаков С.В. Основы управления финансами: Учебное пособие. - М.:ИД ФБК-ПРЕСС, 2000.
26. Брейли Р., Майерс С. Принципы корпоративных финансов: Пер с англ. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 1997.- 215 с.
27. Бренц А.Д., Брюгеман А.Ф., Злотникова Л.Г. и др. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1989, - С. 163-169
28. Бригхэм Ю.Ф., Эрхардт М.С. Финансовый менеджмент. 10-е изд. /Пер. с англ. Под ред. к.э.н. Е.А.Дорофеева - СПб.: Питер, 2010. - (Серия «Академия финансов»). – С. 353-394.

29. Ван Хорн Дж. Основы управления финансами / Пер. с англ./Гл. Ред. серии Соколов. Я.В. - М.: Финансы и статистика, 1997. – С.339-412.
30. Вахрушина М.А. Международные стандарты финансовой отчетности: учеб. Пособие для студентов, обучающихся по специальности «Бухгалтерский учет, анализ и аудит» / М.А. Вахрушина, Л.А. Мельникова, Н.С. Пласкова; под ред. М.А. Вахрушиной. – 2-е изд., стер. – Москва: Омега-Л, 2007. – С. 385-397.
31. Ветрова Е.Н., Васильев В.В., Хакимова Г. Проблемы моделирования процессов управления на предприятии нефтегазовой отрасли. Международный технико-экономический журнал. 2017. № 1. С. 19-24.
32. Ветрова Е.Н., Камалиев Р.Р. Разработка методического подхода к процессу управления оборотным капиталом на сервисных предприятиях нефтяной и газовой отраслей промышленности. Научный журнал НИУ ИТМО. Серия: Экономика и экологический менеджмент. 2016. № 1(24). С. 1-9.
33. Виленский В.П., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика: Учеб.- практ. пособие.- М.: Дело, 2001. – С. 240-277.
34. Войтоловский Н.В. Актуальные аспекты управления затратами на промышленных предприятиях в современных условиях рыночной экономики / Н.В. Войтоловский, В.Д. Морозова, М.В. Таныгина // Проблемы современной экономики. - 2013. - №3 (47) - С.194-197.
35. Воронцовский А.В. Инвестиции и финансирование: Методы оценки и обоснования. - СПб.: Издательство С.-Петербургского университета, 1998. – С.37-99.
36. Воронцовский А.В. Конечные результаты производства и методы их определения / ЛГУ им. А.А. Жданова.- Л.: Изд-во ЛГУ, 1987.- С.131-139.
37. Гальперин В.М., Игнатъев С.М., Моргунов В.И. Микроэкономика. - Т.2.- СПб: Экономическая школа, 1997. – С.36-41.

38. Дайле А. Практика контроллинга. – М.: Финансы и статистика, 2001, 334 с.
39. Демченков В.С., Милета В.И. Системный анализ деятельности предприятий: - М.: Финансы и статистика, 1990. - С. 124-134.
40. Друкер П.Ф. Эффективное управление предприятием.: Пер. с англ. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2008. - С. 83-88.
41. Дунаев В.Ф., Зубарева В.Д., Маккавеев М.В., Березина С.А., Воробьева Р.А., Шпакова З.Ф., Епихова Н.И. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой промышленности/ Под ред. Н.Н. Победоносцевой. - М.: Нефть и газ, 1998. – 204 с.
42. Дьяченко О.И. Методика управления операционной эффективностью эксплуатации нефтегазодобывающих компаний. // "Экономические науки". – 2016 - №12(145). – С.76-82.
43. Дьяченко О.И. Совершенствование аспектов экономического анализа при планировании и мониторинге эксплуатации месторождений нефтегазодобывающих организаций. // Экономический анализ. Теория и практика. - Финансы и Кредит. – 2012 - № 48(303) – С.- 45-51.
44. Дьяченко О.И., Борхович С.Ю., Волгин В.А., Пасечник В.Э., Темников А.Н. Особенности методического подхода к оценке эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности. // Нефтепромысловое дело. / Oilfield Engineering: научно-технический журнал / Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ОАО ВНИИОЭНГ). – 2011 - №5. – С. 40-47.
45. Дьяченко О.И., Волгин В.А., Разработка методики комплексной оценки эффективности эксплуатации месторождений // Научно-Технический вестник ОАО «НК-Роснефть». – 2011 – №12. – С.42-46.
46. Дьяченко О.И., Волгин В.А., Михайлов А.Г. Особенности методического подхода к оценке эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности. // Территория Нефтегаз. – 2010 - №10. – С. 62-69.

47. Ермолович Л.Л. Анализ эффективности промышленного производства. - М.: Финансы, 1967. – 158 с.
48. Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых областях: Учебник: 2-е изд., перераб. и доп. – М.:МАКС Пресс, 2008. - 364 с.
49. Зубарева В.Д., Золотникова Л.Г., Епифанова Н.П., Матвеев Ф.Р., Иваник В.В., Иванов А.В., Олещук Н.И., Отвагина Л.Н., Саркисов А.С., Семеника А.Н., Хрычев. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности.. - М.: ГТА - Сервис, 2000. – 368 с.
50. Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Проектные риски в нефтегазовой промышленности: Учебное пособие. – М.: «Нефть и газ», 2005. – С. 17-21 (236 с.)
51. Ильин А. И. Планирование на предприятии: учеб. пособие. 9-е изд., стер. – Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2014. –С. 156-161. (668с.)
52. Ильина Т.А. Международные стандарты финансовой отчетности: учебное пособие. – Ижевск: Изд-во Института экономики и управления, ГОУВПО «УдГУ», 2010. – С. 136-143.
53. Инновационный менеджмент: Учебник для вузов/ С. Д. Ильенкова, Л.М. Гохберг, С.Ю. Ягудин и др., под ред. С.Д. Ильенковой. – М.: Банки и биржи, ЮНИТИ. – 1997. - 343 с.
54. Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н. Финансовый анализ: учеб. - М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2008. – С.453-490.
55. Кальсдорф Э., Мельник М.В., Соляж Я. и др. Анализ эффективности затрат на управление в производственно-хозяйственных организациях / Под ред. проф. С.Е. Камецера. – М.: Финансы и статистика, - 1981. – С. 134-157.
56. Касатов А.Д. Развитие экономических методов управления интегрированными корпоративными структурами в промышленности: инвестиционный аспект.- М.: «Экономическая газета», 2010. - 324 с.

57. Ковалев В.В., Волкова О.Н. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учеб. - М.: Проспект, 2010. – С. 325-344.
58. Ковалев В. В. Введение в финансовый менеджмент. – М.: Финансы и статистика, 2005, - С.42-57.
59. Ковалев В.В. Методы оценки инвестиционных проектов. М.: Финансы и статистика, 2001. – С.55-58.
60. Ковалев В.В. Финансовый анализ: Управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности.- М.: Финансы и статистика, 1997. – С. 299-303.
61. Ковалев Г.Д. Основы инновационного менеджмента. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 1999. -С. 15-22.
62. Коласс Б. Управление финансовой деятельностью предприятия. Проблемы, концепции и методы: Учебное пособие / Пер. с франц. под. ред. проф. Я.В. Соколова, - М.: Финансы, ЮНИТИ, 1997.
63. Колядов Л.В., Матвеев Ф.Р., Отвагина Л.Н. Анализ финансово- хозяйственной деятельности. Анализ финансового состояния предприятия: Учеб. пособие. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2007. – 183 с.
64. Колядов Л.В., Матвеев Ф.Р., Елифанова Н.П., Отвагина Л.Н. Затраты и результаты: Учеб. пособие. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2005. – 96 с.
65. Коупленд Т., Коллер Т., Муррин Дж. Стоимость компаний: оценка и управление. - 3-е изд., перераб. и доп. / Пер. с англ. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2005. - с.84
66. Крейнина М.Н. Финансовое состояние предприятия. Методы оценки. - М.: ИКЦ «ДИС», 1997. - 224 с.
67. Крушвиц Л. Инвестиционные расчеты / Пер. с нем. Под общей редакцией В.В. Ковалева и З.А. Сабова - СПб: Питер, 2001. – С. 293-297.

68. Крылов Э.И. Анализ эффективности производства, научно-технического прогресса и хозяйственного механизма.- М.: Финансы и статистика, 1991. – С. 8.
69. Крылов Э.И., Журавкова И.В., Анализ эффективности инвестиционной и инновационной деятельности предприятия: Учеб. пособие. – М.: Финансы и статистика, 2001, С. 64.
70. Крылов Э.И., Власов В.М., Журавкова И.В. Анализ эффективности инвестиционной и инновационной деятельности предприятия: Учеб. Пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2003. - С.483-569
71. Липсиц И. В., Коссов В. В. Инвестиционный анализ. Подготовка и оценка инвестиций в реальные активы: Учебник. - М.: ИНФА-М, 2013.- С.12.
72. Лопатников Л.И. Экономико-математический словарь. - М.: ВО «Наука», 1993. - С.19.
73. Любушин Н.П. Анализ финансового состояния организации: Учеб. пособие / Н.П. Любушин.- М.: Эксмо, 2007.- С. 7-11.
74. Мазур И.И., Шапиро В.Д., Коротков Э.М., Ольдерогге Н.Г. Корпоративный менеджмент. – М.: Омега-Л, 2005. - С. 324-332.
75. Менеджмент технологических инноваций: Учеб. пособие / Д.С. Евстафьев, Н.Н. Молчанов, О.В. Мотовилов и др.: Под ред. С.В. Валдайцева, Н.Н. Молчанова. – СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2003. - С. 112-205.
76. Николаева С.А. Особенности учета затрат в условиях рынка: система «директ-костинг»: Теория и практика. - М.: Финансы и статистика, 1993. – С. 5-45.
77. Осипов В.И. Информационное обеспечение управления издержками производства. - Саранск: Изд-во Мордов. ун-та, 2001. – С. 123-133.
78. Перчик А.И. Налогообложение нефтегазодобычи. Право. Экономика. – М.: ООО «Нестор Академик Паблшерз», 2004. – С. 152-185.

79. Перчик А.И. Словарь-справочник по экономике нефтегазодобывающей промышленности. – 3-е изд., перераб. И доп.- М., Недра, 1983, С. 203-207.
80. Петров А.Н. Стратегическое планирование развития предприятия: Учебное пособие. - СПб.: Изд-во СПбУЭФ, 1993.- С.3-35.
81. Популярная экономическая энциклопедия / Гл. ред. Некипелов Ф.Д.; Ред. кол.: Автономов В.С., Богомолов О.Т., Глинкина С.П. и др. – М.: Большая Российская энциклопедия, 2001. – С. 309.
82. Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. Современный экономический словарь. - 2-е изд., испр.- М.: ИНФРА, 1999 - С.599.
83. Роджерс Э. Агарвала-Роджерс Р. Коммуникации в организациях: пер. с англ.- М.: Экономика, 1980.- 176 с.
84. Румянцева Е.Е. Новая экономическая энциклопедия. 3-е изд. – М.: ИНФРА-М, 2008. – VI, С.793.
85. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: Учебник. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: ИНФРА-М, 2006. - 425 с.
86. Самуэльсон П. Основания экономического анализа: Пер. с англ. под ред. П.А.Ватника. СПб: Экономическая школа, 2002. – С. 56-88.
87. Сиднева В.П. Международные стандарты финансовой отчетности: учебное пособие. – М.: КНОРУС, 2009.- С. 171-175.
88. Стоцкий В.И. Анализ хозяйственной деятельности промышленных предприятий.- Д., 1938.
89. Стоцкий В.И. Баланс промышленного предприятия и его анализ. Д., 1941.
90. Стоцкий В.И. Основы калькуляции и экономического анализа себестоимости. 5-е изд. Д.: Соцэкгиз, 1936. (1-е изд. - 1932).
91. Сычев Н.Г. Финансы промышленности: Учебник. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 1982. - С. 68-166.

92. Теплова Т. В. Финансовый менеджмент: управление капиталом и инвестициями. – М.: ГУ ВШЭ, 2000, С. 469-487.
93. Татур С.К. Анализ отчета промышленных предприятий.- М., 1934.
94. Татур С.К. Анализ хозяйственной деятельности промышленных предприятий.- М., 1940.
95. Татур С.К. Баланс как орудие управления предприятием.- М., 1941.
96. Уайт П. Управление исследованиями и разработками. – М.: Экономика, 1982, С. 155-122.
97. Управление проектами. Под ред. Шапиро В. Д. – СПб.: «Два-Три», 1996 г., С. 195-196.
98. Управленческий учет: Учеб. пособие / Под ред. Шеремета А.Д. – 2-е изд., испр. - М.: ФБК-ПРЕСС, 2001. – С.32-36.
99. Уткин Э. А. Финансовый менеджмент: Учебник для ВУЗов. - М.: Издательство «Зерцало», 1998. – С.179-205.
100. Уткин Э.А., Мырынюк И.В. Контроллинг: российская практика. - М.: Финансы и статистика, 1999.- 272 с.
101. Файншмидт Е. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Учебный курс. Москва, 2012. – С.9-12.
102. Финансовый менеджмент: Учебник / кол. авторов; под ред. проф. Шохина Е.И. - М.: КНОРУС, 2010. – С.248-266.
103. Финансовый менеджмент: теория и практика / Под. ред. Стояновой Е.С. – 6-е изд. - М.: Изд-во «Перспектива», 2006. – С. 185.
104. Финансовый менеджмент: Учебник / кол. авторов; под ред. проф. Шохина Е.И. - М.: КНОРУС, 2010. – С.248-266.
105. Финансовое управление фирмой / В.И. Терехин, С.В. Моисеев, Д.В. Терехин, С.Н. Цыганков; под ред. В.И. Терехина. – М.: «Экономика». 1998. – 92 с.

106. Фольмут Х. Инструменты контроллинга от А до Я. / Пер. с немец.: М.: Финансы и статистика, 1997. – 800 с.
107. Хан Д. ПиК. Планирование и контроль: концепция контроллинга.: Пер. с нем./ Под ред. и с предисл. А.А. Турчака, Л.Г. Головача, М.Л. Лукашевича. - М. : Финансы и статистика, 1997. - С. 192-202 (800 с.: ил)
108. Хейне П., Боутке П., Причико Д. Экономический образ мышления, 10-е издание.: Пер. с англ. - М.: Издательский дом «Вильямс», 2007. – С. 25-40.
109. Чая В.Т. Международные стандарты финансовой отчетности. International Accounting Standards. International Financial Reporting Standards: учебник / В.Т. Чая, Г.В. Чая. – М.: КНОРУС, 2006. – С. 247-291.
110. Четыркин Е.М. Методы финансовых и коммерческих расчетов. - 2-е изд., испр. и доп. - М.: «Дело ЛТД», 1995. – С. 282-285.
111. Четыркин Е.М. Финансовый анализ производственных инвестиций. – 3-е изд., ипр. - М.: Дело, 2002. – С. 65-95.
112. Чумаченко Н.Г. Учет и анализ в промышленном производстве США. - М.: Финансы, 1971.
113. Шарп У. Ф., Александер Г. Дж., Бейли Дж. Инвестиции: пер. с англ. – М.: Инфра-М, 1997, С. 355-373.
114. Шеремет А.Д., Негашев Е.В. Методика финансового анализа деятельности коммерческих организаций. М.: ИНФРА-М, 2006. – С. 6-11.
115. Шеремет А.Д., Сайфулин Р.С. Методика финансового анализа. - М.: ИНФРА-М, 1996.- С. 21-43.
116. Шеремет А.Д., Сайфулин Р.С. Финансы предприятий. - М.: ИНФРА-М, 1998, с.
117. Brickley J., Smith C.W. & Zimmerman J. (2008) Managerial Economics & Organizational Architecture, 5th edition, McGraw-Hill/Irwin, p.265-296.
118. Brigham, E.F., Gapenski, L.C. Intermediate Financial Management. - 4-th ed. - The Dryden Press, 1993.

119. Damodaran, A. Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset. Second Edition, John Wiley & Sons, Inc., 2012. p.15-33.

120. Sharpe, W. F. Portfolio Theory and Capital Markets. New York: McGraw-Hill, 1970. – p. 20-32.

Статьи в периодических изданиях

121. Бадовский Н.А., Бронзов А.С., и др., Обеспечение качества и рентабельности скважин в комплексе их создания и применения // Нефтяное хозяйство.- 1998.- № 5, - С.10-14.

122. Булгакова Л.Н. Исследование и доработка существующей системы экономических показателей // Финансовый менеджмент.-2001.- №6., С.21-33.

123. Булгакова Л.Н. Операционный левверидж. Золотое правило экономики. Теория и практика. //Финансовый менеджмент. – 2001. - №4, - С. 14-25.

124. Бурмистров А., Конаховская В., Мясникова М. Оценка эффективности управления предприятием / Top Manager. – 2003. - №5, - С. 19-24.

125. Виленский М. О критериях оценки экономической эффективности новой техники // Вопросы экономики. – 1974. - № 10. - С. 112-120.

126. Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания // Геология нефти и газа. – 2012. - № 5, - С. 30-38.

127. Галасюк В.В. О необходимости использования понятия «условный денежный поток»// Финансовые риски.- 2000.- №1.- С.125-128.

128. Дейли А., Штайгматер Б. Контроллер и контроллинг. М.: Финансовая газета. - 1997. - №14. - С.10-15; №15. – С. 19-22.

129. Демиденко Д.С, Никора Е.В, Агарков. Модель оптимизации стратегических решений развития промышленного предприятия // Научно-технические Ведомости Санкт-Петербургского Государственного Политехнического Университета Экономические Науки. - 2014, - №6(209), - с. 59-63.

130. Ендовицкий Д., Коменденко С. Систематизация методов анализа и оценка инвестиционного риска // Инвестиции в России, - 2001, - №3, - С. 39-46.
131. Игнатов А.В. Анализ финансового состояния предприятия // Финансовый менеджмент. – 2004. - №4. - С. 3-21.
132. Игнатов А.В. Определение точки безубыточности предприятия на практике // Финансовый менеджмент. - 2004, - №6, - с. 53-58
133. Ильинский А.А., Шамалов Ю.В. Стратегические приоритеты развития нефтегазового комплекса России в современных условиях. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №3.
134. Ильинский А.А., Тан Сюйвэй. Формирование механизма устойчивого развития нефтедобывающего комплекса на базе маргинальных месторождений. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2017. - Т. 12. - №3.
135. Иршинская Л.И. Оценка диверсификационных проектов нефтяной компании// Нефтяное хозяйство.- 2003.- №3, - С.19-21.
136. Иршинская Л.И. Повышение конкурентоспособности нефтяных компаний в результате совершенствования систем управления// Нефтяное хозяйство. - 2003.- №9. - С.22-25.
137. Исследование инвестиционной привлекательности России 2013 год. Формируя будущее России // Earnst & Young. «Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.». - 2013, - 69 с.
138. Катеева Р.И., Гараев Л.Г. Разработка экономической модели формирования эксплуатационных затрат по добыче нефти в - ОАО «Татнефть»// Нефтяное хозяйство.- 2004.- №1. - С. 22-23.
139. Карнаухов М.Л., Шевченко В.Н., Павлов М.В. Критерии эффективности капитального ремонта скважин// Нефтяное хозяйство.- 1997.- № 12. - С. 53-57.

140. Конаховская В., Мясникова М., Бурмистров А.. Оценка эффективности управления предприятием // Управление качеством,- 2003. - №5, - С.72-74.
141. Коробейников Н.Ю., Терегулова Г.Р. Особенности экономической оценки проведения геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. - 2001.- № 4.- С.11-13.
142. Крейнина М.Н. Операционный леввередж как инструмент планирования прибыли от продаж // Финансовый менеджмент. -2002, -№1, - С. 3- 12.
143. Крейнина М.Н. Платежеспособность предприятия: оценка и принятие решений. //Финансовый менеджмент. - 2001, - №3. - С. 3-12.
144. Крейнина М.Н. Управление выручкой и прибылью от продаж в условиях изменения спроса на продукцию предприятия. //Финансовый менеджмент. – 2001. - №4, - С. 3-13.
145. Крейнина М.Н. Финансовая устойчивость предприятия: оценка и принятие решений. //Финансовый менеджмент. – 2001. - №2. - С. 15-17.
146. Лисицина Е.В. Статистический подход к коэффициентному методу в финансовом экспресс-анализе предприятия. //Финансовый менеджмент. – 2001. - №1. - С. 48-55.
147. Муслимов Р.Х. Особенности разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики // Нефтяное хозяйство. - 1996.- № 12. - С. 10-16.
148. Новоселова Т.Н. Особенности формирования затрат на предприятиях нефтедобывающей промышленности. Финансовый менеджмент. – 2007. - №7. - С. 19-27.
149. Отвагина Л.Н. Способы распределения затрат по видам продукции в газодобыче // Нефть, газ и бизнес. - №4.- 2007. - С. 32-35.
150. Паненко И.А. Определение величины инвестиций на строительство и реконструкцию основных производственных фондов предприятий

нефтегазового комплекса ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз». Нефтяное хозяйство. – 1998. - №1. - С. 20-21.

151. Парфенов Г.А. Проблемы и ошибки при оценке эффективности инвестиционных проектов // Экономический анализ: теория и практика. – 2005. - №14. - С. 7-15.

152. Пономарева И.А. Экономические проблемы оценки промышленного освоения месторождений в условиях нефтяного рынка // Нефтяное хозяйство.- 1997, - № 11, - с. 69-71

153. Садчиков И.А., Балукова В.А., Классификация факторов развития нефтеперерабатывающих предприятий // Известия высших учебных заведений. Серия: экономика, финансы и управление производством. - 2012. - №3 (13). - С. 52-54.

154. Сафонов У.Н., , Повышение нефтеотдачи - важнейшая задача научно-технического прогресса в добыче нефти// Нефтяное хозяйство.- 1997,- №7, - с.26-29

155. Синадский В. Расчет ставки дисконтирования // «Финансовый директор». – 2003. - № 4.

156. Смирнов Е.Б., Паненко И.А. Методы оценки эффективности инвестиционных проектов строительства и реконструкции основных фондов // Нефтяное хозяйство.- 1998.- № 5. - С. 7-9.

157. Тафинцева В.Н. Маржинальный доход как инструмент оценки финансовых результатов. // Финансовый менеджмент, - 2001. - №3. - С. 15-27.

158. Уланов В.Л. Нормирование производственных ресурсов как путь снижения издержек нефтяных компаний, НК «Лукойл» // Нефтяное хозяйство. – 1998.- №1. - С. 17-19.

159. Фаттахов Б.З. О методике оптимизации разработки нефтяных месторождений, ТатНИПИнефть// Нефтяное хозяйство. -1994. - №7. - С. 16-20.

160. Череповицын А.Е., Синьков Л.С., Экономические результаты вариантов освоения и добычи нефти в Северо- Западном регионе России // Записки горного института. - 2008. - Т.174. - С. 184-187.
161. Хуснуллин Л.Н., Шакиров М.Т. Экономическая оценка эффективности использования фонда нефтяных скважин. ВНИИЦ «Нефтегаз технология» // Нефтяное хозяйство. - 1994. - № 2. – С. 85-86.
162. Шарифуллин Ф.А. Основные элементы концепции восстановления добычи нефти на Самотлорском месторождении// Нефтяное хозяйство.- 1997.- № 10.- С 16-20.
163. Шейкин А.Г., Череповицын А.Е. Принципы освоения малорентабельных месторождений нефти на основе партнёрства государства и бизнеса. // Вестник ЦКР РОСНЕДРА. - 2013. - №6. - С. 18-21
164. BP Statistical Review of World Energy 2015. Data workbook. 64th edition, July 2, 2015, - 46p. (Статистический отчет мировой энергетической индустрии). British Petroleum, 64-е издание, - 2015. - 46 с.
165. Eastern Block Research, CIS and East European Energy Databook 2014, 2014. - p.2 (Статистические данные исследования восточного блока, стран бывшего СНГ и восточной Европы), 2014. - С. 2.
166. Global oil and gas tax guide 2015. Ernst & Young. EYGM Limited. 2015, - p. 512- 527 (Мировой гид налогообложения нефтегазового комплекса 2015) Ernst & Young. EYGM Limited, 2015, - С. 512- 527.
167. Henderson, J & Loe, J. «The Prospects and Challenges for Arctic Oil Development». Oxford Institute for Energy Studies, November 2014, p. 34. (Хендерсон Дж., Лои Дж. Перспективы и проблемы развития арктической нефти. Оксфордский Институт Энергетики, Ноябрь 2014, - с. 34.
168. The future of Russian oil exploration Beyond 2025, Report Ernst & Young, 2011, - 16 p. (Будущее Российской нефтяной разведки после 2025 года). Отчет Ernst & Young, 2011, - 16 с.

169. Worldwide Look at Reserves and Production, Oil & Gas Journal, December 1, 2014 p. 32. (Обзор мировых ресурсов и производства, Oil & Gas Journal), Декабрь 2014, - с.32.

Материалы Интернет

170. Александров В., Кобугия Г., Оптимизация экономики месторождений Вестник McKinsey, №24, - 2011. - URL: <http://www.vestnikmckinsey.ru/oil-ang-gas/optimizaciya-ehkonomiki-mestorozhdenij/> (дата обращения: 09.11.2015).

171. Анализ общеэкономической ситуации России // Министерство экономического развития Российской Федерации: [сайт]. URL: www.economy.gov.ru (дата обращения: 09.11.2015).

172. Информационный портал ОАО «НК «Роснефть» «Мир нефти». <http://www.mirnefti.ru> (дата обращения: 17.10.2015).

173. Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах // Бурение и Нефть. 2011. № 2. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-02/6> (дата обращения: 11.06.2015).

174. Министерство Энергетики РФ, Данные сайта <http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas/> (дата обращения: 09.11.2015).

175. Правление «Газпрома» одобрило Комплексную программу реконструкции и технического перевооружения объектов газотранспортной системы на 2007–2010 годы // Официальный сайт компании ОАО «Газпром». URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2006/september/article55862/> (дата обращения: 10.12.2015).

176. Размаев М. Бизнес модели и состояние отраслей Новой Экономики; вторая часть обзора «Рынки и Бизнес-модели Новой Экономики» // ECOMMERCE.AL.RU.2010.URL:

<http://www.citycor.ru/analis/newecon/market.htm#q1> (дата обращения: 16.11.2015).

177. Финансовые данные о российских компаниях // Информационно-аналитическое агентство СПАРК-Интерфакс: URL: <http://spark.interfax.ru> (дата обращения: 10.10.2015).

178. Cash Flow From Operating Activities // Investopedia. URL: <http://www.investopedia.com/terms/c/cash-flow-from-operating-activities.asp>

179. Damodaran A. What is the risk free rate? A search for the Basic Building Block//DAMODARAN.COM.: 2008. URL: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/papers/riskfreerate.pdf> (дата обращения: 07.06.2015).

180. Heine, P. Efficiency, The Concise Encyclopedia of Economics. URL: www.econlib.org/library/enc/Efficiency.html. (дата обращения: 11.06.2015).

181. The American Heritage Dictionary of the English Language, Forth Edition Copyright 2004, 2002 by Houghton Mifflin Company. URL: <https://www.ahdictionary.com/word/search.html?q=efficiency> (дата обращения: 10.06.2015).

182. U.S. Energy Information Administration – EIA. Country Analysis Brief: Russia. 2017. <https://www.eia.gov/>

183. Velez-Pareja, I., Tham, J. A Note on the Weighted Average Cost of Capital WACC. Working Paper N10 (дата обращения: 12.06.2015).

184. WACC - средневзвешенная стоимость капитала // FinАпex. URL: <http://finapex.ru/information/multipliers/116-multiplier-wacc> (дата обращения: 07.07.2015).

185. What is Operating Cash Flow? // arborinvestmentplanner. URL: <http://www.arborinvestmentplanner.com/what-is-operating-cash-flow> (дата обращения: 06.08.2015).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Официальное внедрение методики детализированного анализа в ООО «РН-Пурнефтегаз»

Протокол № от <u>02.06.2010г</u>	Совещание Тема: Внедрение экономической модели оценки эффективности работы фонда скважин и проведения базовых ремонтов г. Губкинский 02.06.2010 г.	
Председательствующий: Секретарь:	Юнусов Радик Нафисович Дьяченко Ольга Игоревна	
Участники:	Грехов Иван Викторович, Жданов Ленар Маратович, Волгин Владимир Александрович, Андреев Алексей Егорович, Юсупов Ильшат Ильдарович, Гилаев Артем Ганиевич, Еремин Дмитрий Игоревич	
Обсуждаемые вопросы:		
1. Подведение итогов по рассмотрению практической применимости разработанной методики оценки и модели в службах АУП главного геолога и УДНГ 2. Рассмотрение вопроса по пробной эксплуатации модели в одном из ЦДНГ и возможности ее дальнейшей эксплуатации с привязкой к существующим программным комплексам		
По итогам заседания решили:	Ответственный:	Срок:
1. Принять решение о целесообразности внедрения экономической модели оценки эффективности работы фонда скважин и проведения базовых ремонтов.		
2. Подготовить прикладную модель оценки эффективности работы скважины и проведения на ней базового ремонта для руководителей УДНГ и служб главного геолога.	Волгин В.А.	03.06.2010
3. Подготовить экономическую модель оценки эффективности работы фонда скважин и проведения базовых ремонтов для её использования специалистами промысла	Волгин В.А. Юсупов И.И.	03.06.2010
4. Определить ЦДНГ-2 (Комсомольское м/р), как место «пилотного» внедрения экономической модели.	Грехов И.В. Жданов Л.М.	
5. Подготовить для специалистов ЦДНГ-2 план работы по фонду скважин, с учётом представленной модели оценки, и описание алгоритма её работы.	Волгин В.А. Андреев А.Е. Гилаев А.Г. Юсупов И.И.	04.06.2010
6. Организовать обучение по работе с экономической моделью ответственных специалистов ЦДНГ-2.	Волгин В.А. Андреев А.Е. Гилаев А.Г.	07.06.2010
7. Подготовить и представить информацию по исполнению плана работ (п.5) и результатам «пилотного» внедрения модели в ЦДНГ-2	Гилаев А.Г. Галактионов Е.С.	21.06.2010
8. Провести повторное совещание по итогам исполнения пунктов протокола и результатам «пилотного» внедрения модели в ЦДНГ-2	Волгин В.А.	22.06.2010
И. о. главного инженера		Юнусов Р.Н.
Секретарь		Дьяченко О.И.

**Приложение 2. Состав статей калькуляции затрат на добычу нефти,
газа и газового конденсата**

"Расходы на энергию по извлечению нефти"	В статью включаются энергетические затраты и зависят от выбранного способа эксплуатации. Затраты по данной статье относятся полностью на себестоимость добычи нефти.
"Расходы по искусственному воздействию на пласт"	К статье относятся затраты на проведение работ по поддержанию пластового давления и увеличению нефтеотдачи: работы по закачке воды, газа, пара, химических реагентов и другие мероприятия. Расходы по этой статье состоят из амортизации нагнетательных скважин и других основных фондов цеха поддержания пластового давления, стоимости воды и газа, реагентов и прочих расходов цеха, и также относятся полностью на себестоимость добычи нефти.
"Основная заработная плата производственных рабочих"	В статью включается основная заработная плата рабочих, занятых в процессе непосредственного производства и обслуживания производственных цехов.
"Дополнительная заработная плата производственных рабочих"	К статье относятся выплаты, предусмотренные законодательством и коллективными договорами
"Отчисления на социальные нужды"	В статью включаются отчисления в следующие социальные фонды: пенсионного, медицинского и социального страхования, занятости.
"Амортизация скважин"	Статья включает амортизационные отчисления на полное восстановление скважин, за исключением поглощающих и нагнетательных, амортизация по которым включаются в статью "Расходы по искусственному воздействию на пласт".
"Расходы по сбору и транспортировке нефти"	В статью включаются затраты на содержание и эксплуатацию сети нефтепроводов и конденсатопроводов от устья нефтяных скважин до емкостей товарного парка, насосных станций и прочих объектов транспортировки, включая стоимости потерь нефти при добыче, хранении и перекачке. Расходы по данной статье включаются в себестоимость добычи нефти.
"Расходы по сбору и транспортировке газа"	В статью включаются затраты на сепарацию газа от нефти, в том числе затраты на эксплуатацию газопроводов, сепараторных установок, газовых установок, дожимных компрессорных станций и другого оборудования. Затраты по этой статье включаются в себестоимость добычи газа попутного и газа природного пропорционально их валовой добыче.
"Расходы по технологической подготовке нефти"	Статья включает стоимость реагентов, используемых в процессе подготовки нефти, затраты на содержание и эксплуатацию технологического оборудования, стоимость потерь нефти при ее технологической подготовке, амортизацию поглощающих и нагнетательных скважин. Затраты по данной статье относятся только на себестоимость добычи нефти.

"Расходы на подготовку и освоение производства"	К статье относятся операционные затраты на организацию новых нефтегазодобывающих управлений (НГДУ), создаваемых для вновь вводимых в разработку объектов.
"Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования"	В статью включаются затраты на содержание, эксплуатацию и ремонт скважин, в том числе стоимость штанговых насосов, затраты на спуско-подъемные операции насосно-компрессорных труб, штанг и электроцентробежных насосов, работы по устранению песчаных и парафинистых пробок, промывке забоя скважин и прочие работы в рамках текущего подземного ремонта; затраты на амортизацию и ремонт подземного и наземного оборудования (штанговых насосов, станков-качалок, фонтанной и компрессорной аппаратуры, станций управления и прочего оборудования), стоимость ремонтных материалов, расходы на капитальный ремонт и консервацию скважин. Расходы прокатно-ремонтного цеха электропогружных установок и расходы на ремонт скважин относятся на себестоимость добычи нефти. Другие затраты по этой статье относятся на себестоимость нефти и газа пропорционально валовой добыче.
"Общепроизводственные расходы"	Статья включает затраты, связанные с управлением компанией и организацией хозяйственной деятельности в целом, включая оплату труда персонала управления с отчислениями, затраты на содержание, амортизацию и ремонт общепромысловых дорог, расходы на подготовку кадров и прочие затраты. Расходы по этой статье включаются в себестоимость продукции основного производства, а также в себестоимость части вспомогательного производства, направленного на капитальное строительство и непромышленные хозяйства предприятия
"Прочие производственные расходы"	В статью включаются затраты на нефть, купленной у буровых и геологоразведочных организаций, а также возмещаемые в себестоимости налоги и отчисления за пользование недрами. Затраты по этой статье полностью относятся на нефть.
"Коммерческие расходы"	В статью включаются затраты, связанные с перекачкой нефти от товарного парка до магистрального нефтепровода или нефтеналивного пункта, где осуществляется налив продукции в железнодорожные цистерны или нефтеналивные суда. Затраты по этой статье включаются в себестоимость добычи нефти.

Приложение 3. Пример оценки рентабельности фонда скважин

Месторождение	№ скв	Куст	Фактический режим			Затраты на подъем жидкости	Затраты на подготовку нефти	Затраты на закачку воды	Постоянные затраты на скважину	Итого затрат	Доходность по скважине	Пределный текущий дебит нефти	Период достижения	Группа доходности скважины
			Q нефти	Q жидкости	Обводненность									
			т/сут	м3/сут	%	руб.	руб.	руб.	руб.	руб.	руб/сут	т/сут	сут.	
Месторождение А	6р	3	3,0	15	76	471,5	25,2	336,7	92,9	926,2	12 754,0	0,2	1017	1-3 года
Месторождение А	15р	3	20,1	30	20	942,9	167,1	673,4	92,9	1 876,3	88 890,6	0,4	1286	>3 лет
Месторождение А	135р	3	0,3	4	90	0,0	2,8	89,8	0,0	92,6	1 427,4	0,0	150	до 1 года
Месторождение А	202р	3	4,9	122	95	3 834,6	40,4	2 738,5	1 157,0	7 770,5	14 200,6	1,7	552	1-3 года
Месторождение А	314	2	29,5	37	5	1 162,9	245,9	830,5	1 157,0	3 396,3	130 175,4	0,7	1271	>3 лет
Месторождение А	318	67	4,3	65	92	2 043,0	36,0	1 459,0	1 157,0	4 695,0	14 848,2	1,1	688	1-3 года
Месторождение А	325	2	7,3	134	94	4 211,8	60,5	3 007,8	1 157,0	8 437,1	24 423,7	1,9	787	1-3 года
Месторождение А	331	2	2,5	3	1	94,3	20,8	67,3	92,9	275,3	11 010,9	0,1	1039	1-3 года
Месторождение А	333	2	2,5	3	4	94,3	21,0	67,3	92,9	275,5	11 125,0	0,1	1042	1-3 года
Месторождение А	335	2	5,4	67	90	2 105,9	44,9	1 503,9	1 157,0	4 811,7	19 595,3	1,1	814	1-3 года
Месторождение А	351	2	5,3	44	86	1 383,0	44,4	987,7	1 157,0	3 572,0	20 556,8	0,8	885	1-3 года
Месторождение А	385	23	2,8	42	92	1 320,1	23,4	942,8	1 157,0	3 443,2	9 264,1	0,8	478	1-3 года
Месторождение А	422	19	4,7	34	84	1 068,7	38,8	763,2	1 157,0	3 027,6	18 032,3	0,7	855	1-3 года
Месторождение А	430	16	4,6	45	88	1 414,4	38,5	1 010,1	1 157,0	3 620,0	17 313,1	0,8	810	1-3 года
Месторождение А	437	15	0,0	18	100	0,0	0,1	404,0	0,0	404,2	-335,8	0,1	нерент	нерент
Месторождение А	443	12	3,2	172	98	5 406,1	26,6	3 860,8	1 157,0	10 450,6	4 017,8	2,4	225	до 1 года
Месторождение А	447	14	2,1	90	97	2 828,8	17,8	2 020,2	1 157,0	6 023,8	3 632,2	1,4	119	до 1 года
Месторождение А	477	7	1,0	5	76	157,2	8,4	112,2	1 157,0	1 434,8	3 125,3	0,3	260	до 1 года
Месторождение А	478	7	7,7	22	58	691,5	64,3	493,8	1 157,0	2 406,6	32 538,6	0,5	1080	1-3 года

Комментарий: цветом выделены проблемные участки (нерентабельные и рентабельные до 1 года) по причине первостепенной значимости для компании (см. Главу 3)

Приложение 4. Пример применения Методики для оценки рентабельности выборки кустов

Таблица 40

Куст	кол-во скважин	ФАКТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ			Доходность по скважинам, руб./сут.	Затраты на куст, руб./сут	Итого доходность по кусту, руб./сут.	Рентабельность	Предельный рентабельный дебит нефти, тн/сут.	Дополнительный дебит нефти, тн/сут.
		Q нефти, тн/сут.	Q жидкости, м3/сут.	Обводненность, %						
0	2	25	152	58	22086	22557	-471	<i>нерент</i>	25,3	0,4
2	10	109	565	50	69296	22557	46739	<i>рент</i>	39,0	-
67	1	4	65	92	19635	22557	-2922	<i>нерент</i>	4,8	0,5
19	2	17	88	78	55456	22557	32899	<i>рент</i>	7,6	-
16	4	20	389	83	12582	22557	-9975	<i>нерент</i>	33,4	12,9
12	6	50	1011	79	49958	22557	27401	<i>рент</i>	34,4	-
14	2	3	133	97	4280	22557	-18277	<i>нерент</i>	10,0	7,0
7	6	40	188	67	12510	22557	-10047	<i>нерент</i>	63,3	23,3
3	6	85	545	70	187514	22557	164957	<i>рент</i>	13,0	-
1	2	22	335	53	80515	22557	57958	<i>рент</i>	6,7	-
23	2	12	149	91	37820	22557	15263	<i>рент</i>	7,6	-
33	1	20	57	59	88443	22557	65886	<i>рент</i>	5,7	-
37a	4	28	608	94	24153	22557	1596	<i>рент</i>	26,5	-
35	8	48	577	84	26121	22557	3564	<i>рент</i>	42,5	-
36	12	165	1445	76	34697	22557	12140	<i>рент</i>	120,1	-
38	3	12	900	98	31866	22557	9309	<i>рент</i>	9,5	-
40	5	27	192	85	603	22557	-21954	<i>нерент</i>	161,3	133,9
39	7	55	1387	93	1477	22557	-21080	<i>нерент</i>	343,1	288,6
15	7	35	313	84	842	22557	-21715	<i>нерент</i>	313,6	278,9
4	2	6	28	61	20774	22557	-1784	<i>нерент</i>	6,6	0,5
5	6	201	639	54	68399	22557	45842	<i>рент</i>	71,8	-
24	2	30	260	66	102586	22557	80029	<i>рент</i>	7,5	-
25	3	63	97	38	170606	22557	148049	<i>рент</i>	9,6	-
17	1	2	28	93	7304	22557	-15253	<i>нерент</i>	4,0	2,4

**Приложение 5. Управление эффективностью с помощью Методики
детализированной оценки на примере месторождения А**

Таблица 41

Детализированная оценка денежного потока месторождения А

ДО оптимизации

Куст	№ скв	Денежный поток по операционной деятельности месторождения А, руб./сут.						
		по скважинам и кустам	с учетом затрат на дороги	с учетом затрат на ВЛ	с учетом затрат на трубопроводы	с учетом затрат на КНС	с учетом затрат на ДНС	Итого с учетом затрат на месторождение
						9 813 137	-10 201 064	-22 926 504
1	7	-1 119 664						
1	4	1 830 475						
1	12	770 561						
1	8	31 808 306						
1	5	-1 070 362						
1	66	-813 891						
1		21 692 876	21 680 548	21 632 461	21 632 443			
2	14	5 769 271						
2	15	2 815 880						
2	25	3 557 736						
2	30	5 380 274						
2	13	1 113 980						
2	9	732 190						
2	20	378 140						
2		10 034 922	10 022 594	9 974 508	9 974 490			
3	23	662 475						
3	18	-1 024 835						
3	16	3 180 115						
3		-6 894 794	-6 907 121	-6 955 208	-6 955 226			
4	37	-1 356 368						
4	36	405 150						
4	47	7 991 775						
4	41	-1 307 489						
4	52	10 556 922						
4		6 577 441	6 565 113	6 517 026	6 517 008			
5	33	-4 277 222						
5	49	-732 849						
5	34	739 490						
5		-13 983 131	-13 995 458	-14 043 545	-14 043 563			
6	61	410 625						
6	12900	471 945						
6	13600	11 338 725						
6	63	2 665 960						
6	60	1 653 085						
6	13000	2 208 250						
6	57	-805 017						
6	59	-268 013						
6	51	1 729 236						
6	55	718 320						
6	58	908 120						
6		11 318 686	11 306 358	11 258 271	11 258 253			
7	89	2 244 107						
7	107	-850 295						
7	69	7 268 438						
7	96	-614 147						
7		-1 664 447	-1 676 775	-1 724 862	-1 724 880			
Итого		27 081 552	26 995 260	26 658 651	26 658 525	9 813 137	-10 201 064	-22 926 504

Таблица. 42

Детализированная оценка денежного потока месторождения А
ПОСЛЕ оптимизации

Куст	№ скв	Денежный поток по операционной деятельности месторождения А, руб./сут.						
		по скважинам и кустам	с учетом затрат на дороги	с учетом затрат на ВЛ	с учетом затрат на трубопроводы	с учетом затрат на КНС	с учетом затрат на ДНС	Итого с учетом затрат на месторождение
						39 277 611	19 263 410	6 537 970
1	7	0						
1	4	1 830 475						
1	12	770 561						
1	8	31 808 306						
1	5	0						
1	66	0						
1		24 696 793	24 684 466	24 636 379	24 636 361			
2	14	5 769 271						
2	15	2 815 880						
2	25	3 557 736						
2	30	5 380 274						
2	13	1 113 980						
2	9	732 190						
2	20	378 140						
2		10 034 922	10 022 594	9 974 508	9 974 490			
3	23	0						
3	18	0						
3	16	0						
3		0						
4	37	0						
4	36	405 150						
4	47	7 991 775						
4	41	0						
4	52	10 556 922						
4		9 241 297	9 228 970	9 180 883	9 180 865			
5	33	0						
5	49	0						
5	34	0						
5		0						
6	61	410 625						
6	12900	471 945						
6	13600	11 338 725						
6	63	2 665 960						
6	60	1 653 085						
6	13000	2 208 250						
6	57	0						
6	59	0						
6	51	1 729 236						
6	55	718 320						
6	58	908 120						
6		12 391 716	12 379 389	12 331 302	12 331 284			
7	89	0						
7	107	0						
7	69	0						
7	96	0						
7		0						
Итого		56 364 728	56 315 419	56 123 071	56 122 999	39 277 611	19 263 410	6 537 970