Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Клочков Юрий Сергеевич
Должность: Ректор
Дата подписания: 16.10.2023 10:19:41
Уникальный программный ключ:
3beb265d5d589e7ff4c954946f3ad99a1a0ba1b2

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт сервиса и отраслевого управления

Кафедра «Экономики и организации производства»

ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

методические указания по выполнению курсовой работы обучающимися всех форм обучения специальности 21.05.02 Прикладная геология специализации: Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания, Геология месторождений нефти и газа

Составители ***Т.М. Важенина,***
кандидат экономических наук,
Н.П. Шевелева, кандидат технических наук

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 008E624DF98BC2E90078B97FC72BE94C3F
Владелец: Ефремова Вероника Васильевна
Действителен: с 11.08.2023 до 03.11.2024

Тюмень
ТИУ
2021

Экономика и организация геологоразведочных работ: метод. указ. по выполнению курсовой работы обучающимися всех форм обучения специальности 21.05.02 Прикладная геология специализации: Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания, Геология месторождений нефти и газа / сост. Т.М. Важенина, Н.П. Шевелева; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень: Издательский центр БИК, ТИУ, 2021. – 32 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании кафедры «Экономики и организации производства»
«26» ноября 2021 года, протокол № 4

Аннотация

Методические указания по выполнению курсовой работы обучающимися всех форм обучения специальности 21.05.02 Прикладная геология специализации: Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания, Геология месторождений нефти и газа. Данная дисциплина изучается в одном семестре. В указаниях приведено примерное содержание курсовых работ и методика расчетов, а также рекомендуемая литература.

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВЫХ РАБОТ

Квалификационные требования, предъявляемые к горным инженерам, предполагают способность проведения современными специалистами комплексного анализа производственных ситуаций и принятие компетентных решений не только с инженерной, но и коммерческой точки зрения, что ставит своей целью выполнение курсовой работы по выбранной тематике, которая, в свою очередь, позволяет решать следующие задачи:

- демонстрировать теоретическую подготовку будущего специалиста в вопросах экономики и организации нефтегазодобывающего производства;
- реализовывать практические навыки по экономическому обоснованию эффективности, как инвестиционных решений, так и инновационных мероприятий, осуществляемых за счет текущих затрат.

Процесс изучения дисциплины «Экономика и организация геологоразведочных работ» направлен на формирование следующих компетенций (таблица 1):

Таблица 1 – Компетенции по дисциплине

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине
УК-10. Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности	УК-10.1. Понимает основные законы и закономерности функционирования экономики, необходимые для решения профессиональных задач.	1.1 знает хозяйственные субъекты рыночной экономики, основные законы и закономерности ее функционирования. 1.2 знает особенности геологоразведочных предприятий 1.3 выделяет факторы производства 1.4 владеет современным экономическим инструментарием
	УК-10.2. Применяет экономические знания при выполнении практических задач; принимает обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности.	2.1 знает виды капитала и показатели эффективности их использования 2.2 знает источники инвестиций и основы инвестиционной деятельности предприятия 2.3 рассчитывает показатели экономической целесообразности геологоразведочных работ 2.4 владеет навыками сбора первичной информации 2.5 владеет навыками анализа полученных при расчетах данных
	УК-10.3. Способен использовать основные положения и методы экономических наук при решении профессиональных задач.	3.1 знает основные положения и методы экономики геологоразведочных работ 3.2 применяет основные положения и методы экономики геологоразведочных работ при технико-экономическом обосновании геологических проектов

		3.3 владеет методами выполнения экономических расчетов и оценки экономических показателей
ОПК-10. Способен планировать, проектировать, организовывать геолого-разведочные и горные работы, вести учет и контроль выполняемых работ, анализировать оперативные и текущие показатели производства, обосновывать предложения по совершенствованию организации производства, оперативно устранять нарушения производственных процессов	ОПК-10.1 Владеет основными принципами проведения поисков и разведки, проектирования и планирования геолого-разведочных и горных работ; использует нормативные документы и требования к проектно-сметной документации при составлении проектов работ, способы расчета стоимостей работ и трудозатрат.	1.1 знает нормативные документы и требования к проектно-сметной документации при составлении проектов геологоразведочных работ 1.2 знает способы расчета стоимостей геологоразведочных работ и трудозатрат 1.3 использует на практике нормативные документы и требования к проектно-сметной документации при составлении проектов геологоразведочных работ 1.4 владеет методами выполнения плановых расчетов и оценки плановых показателей геологоразведочных работ
	ОПК-10.2 Разрабатывает проектно-сметную документацию на проведение геолого-разведочных и горных работ, производит технико-экономические расчеты по основным показателям производства.	2.1 знает технико-экономические показатели геологоразведочного производства 2.2 производит технико-экономическое обоснование геологоразведочных работ 2.3 обобщает и критически оценивает результаты технико-экономического обоснования
ОПК-14. Способен выполнять маркетинговые исследования, проводить экономический анализ затрат для реализации процессов геолого-разведочного производства в целом	ОПК-14.1 Владеет видами и методами маркетинговых исследований, знаниями экономических основ производства и финансовой деятельности геолого-разведочного производства.	1.1 знает экономические основы геологоразведочного производства 1.2 рассчитывает показатели финансовой и хозяйственной деятельности геологоразведочного производства 1.3 владеет видами и методами маркетинговых исследований
	ОПК-14.2 Использует элементы экономического анализа в своей профессиональной деятельности, анализирует и оценивает информацию в результате маркетинговых исследований	2.1 знает основные показатели экономического анализа геологоразведочных работ 2.2 проводит экономический анализ затрат для реализации процессов геологоразведочного производства 2.3 оценивает информацию в результате маркетинговых исследований 2.4 владеет элементами экономического анализа в своей профессиональной деятельности
ОПК-15. Способен участвовать в разработке и реализации образовательных	ОПК-15.1 Знает современные образовательные технологии, применяемые при разработке и реализации образовательных программ в сфере своей	1.1 знает современные образовательные технологии 1.2 применяет современные образовательные технологии при разработке и реализации образовательных программ

программ в сфере своей профессиональной деятельности, используя профессиональные знания	профессиональной деятельности.	1.3 владеет технологией разработки образовательных программ в сфере профессиональной деятельности
	ОПК-15.2 Использует современные специальные научные знания и результаты исследований для разработки и реализации образовательных программ в сфере своей профессиональной деятельности	2.1 знает основные процессы разработки и реализации образовательных программ 2.2 умеет интерпретировать результаты исследований для разработки и реализации образовательных программ 2.3 владеет современными научными знаниями в сфере своей профессиональной деятельности

Работа обучающегося начинается с получения задания (выбора темы) у преподавателя по дисциплине.

Для выполнения курсовой работы студент в соответствии с полученной темой должен собрать необходимую информацию. Используя пояснительные записки к годовым отчетам предприятия, а также документацию планово-экономического, производственного, геологического отделов и отделов разработки, обучающийся, как правило, собирает следующую информацию:

- объемы добычи нефти и газа, обусловленные техническим решением;
- цены предприятия на нефть и газ (без налога на добавленную стоимость);
- себестоимость нефти и газа, долю условно-переменных затрат;
- капитальные и текущие затраты на мероприятие или нормативы затрат.

Выполненная курсовая работа оформляется в распечатанном виде, сшивается и сдается преподавателю на проверку. В приложении 1 данных МУ приведен образец титульного листа курсовой работы.

2. ПРИМЕРНАЯ ТЕМАТИКА КУРСОВЫХ РАБОТ

1. Оценка экономической эффективности применения ГРП на нефтяном месторождении.
2. Оценка экономической эффективности доразведки нефтяного (газового) месторождения.
3. Оценка экономической эффективности забуривания бокового ствола.
4. Оценка стоимости актуализации 3-D секторной геологической модели.
5. Оценка стоимости построения геологических моделей с привлечением априорной информации и без неё.
6. Экономическая оценка стоимости исследований (седиментологический анализ, фациальный анализ и т.д.)

В темах также рекомендуется указывать месторождение, по которому оценивается экономическая эффективность работ.

3. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ ПО БУРЕНИЮ И ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ СКВАЖИН

3.1 Расчет капитальных вложений

Работы этого типа предполагают расчет экономической эффективности следующих типов предлагаемых мероприятий:

- бурение новых добывающих скважин (вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных);
- перевод скважин в добывающий фонд;
- перевод скважин в нагнетательный фонд;
- вывод скважин из консервации;
- бурение разведочных скважин;
- бурение бокового ствола;
- бурение нагнетательных скважин;
- иные проекты, связанные с приростом стоимости основных средств предприятия.

Капитальные вложения в проект рассчитываются по годам ввода месторождения в разработку до конца разбуривания и обустройства. Для нефтяных и газовых месторождений, обустроенных и уже введенных в разработку, определяется цель капитальных вложений в соответствии с их воспроизводственной структурой: новое строительство, расширение, реконструкция или техническое перевооружение.

Расчет капитальных вложений для разрабатываемых месторождений, особенно если они территориально примыкают к другим месторождениям, должен осуществляться с учетом возможности использования уже имеющихся мощностей объектов промыслового обустройства, т.к. в составе капиталовложений есть часть затрат, которая не зависит от изменения производственной мощности объекта (например, стоимость подъездных железнодорожных путей).

Расчет капитальных вложений за каждый год проводится по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на бурение скважин и промобустройство за весь период ввода месторождения в разработку:

$$K_i = \sum K_{СКВi} + K_{ОБi}, \quad (1)$$

где $К_i$ – капитальные вложения в проект в году i, млн. руб.;

$К_{СКВi}$ – затраты на бурение скважин в году i, млн. руб.;

$К_{ОБi}$ – капитальные вложения в объекты промыслового обустройства в году i, млн. руб.

Капитальные вложения в бурение скважин определяются на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и типа скважины, а также количества скважин, вводимых из бурения:

$$Кскв = Ст_{1М} \times h_{СКВ}, \quad (2)$$

где $Ст_{1М}$ – стоимость одного метра проходки для соответствующего типа скважин, тыс. руб.;

$h_{СКВ}$ – глубина скважины, м.

Общие капитальные затраты на бурение скважин в i-ом году рассчитываются по формуле:

$$Кскв_i = Кскв \times Nскв_i, \quad (3)$$

где $К_{СКВ}$ – стоимость бурения скважины (добывающей, нагнетательной, резервной и др.), млн. руб.;

$N_{СКВi}$ – число введенных скважин (добывающих, нагнетательных, резервных и др.) из бурения в году i, скв.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемом бурения по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- оборудование для нефтедобычи;
- оборудование для сбора и транспорта нефти и газа;
- комплексная автоматизация;
- электроснабжение и связь;
- промводоснабжение;
- базы производственного обслуживания;
- автодорожное строительство;
- объекты для заводнения нефтяных пластов;
- очистные сооружения;
- природоохранные мероприятия;
- прочие объекты и затраты.

Расходы на промысловое обустройство, входящие в общие капитальные затраты, рассчитываются по формуле:

$$К_{ОБi} = (К_Н + К_{СТ} + К_{АТ} + К_{ЭС} + К_{ПВ} + К_{БО} + К_{АД}) \times N_{ДОБi}, \quad (4)$$

где $К_Н$ – капитальные вложения в оборудование предприятий нефтедобычи, не входящее в сметы строек, млн.руб./доб.скв.;

$К_{СТ}$ – капитальные вложения в сбор и транспорт нефти и газа, млн.руб./доб.скв.;

$К_{АТ}$ – капитальные вложения в комплексную автоматизацию, млн.руб./доб.скв.;

$К_{ЭС}$ – капитальные вложения в электроснабжение и связь, млн.руб./доб.скв.;

$К_{ПВ}$ – капитальные вложения в промводоснабжение, млн.руб./доб.скв.;

$К_{БО}$ – капитальные вложения в базы производственного обслуживания млн.руб./доб.скв.;

$К_{АД}$ – капитальные вложения в строительство дорог, млн.руб./доб.скв.;

$N_{ДОБi}$ – ввод добывающих скважин из бурения в году i, скв.

Капитальные вложения в строительство объектов по сбору и транспорту нефти, комплексной автоматизации технологических процессов, водоснабжению промышленных объектов, электроснабжению, связи и в базы производственного обслуживания определяются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на количество нефтяных скважин, вводимых из бурения, а в заводнение нефтяных пластов – на количество нагнетательных скважин.

Капитальные вложения на подготовку нефти, очистные сооружения рассчитываются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на вводимую в данном году мощность по добыче нефти и очистке.

Капитальные вложения на инфраструктуру рассчитываются в процентном отношении к сумме затрат на нефтепромысловое строительство.

3.2. Расчет эксплуатационных затрат

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты (издержки производства) могут 6ыть определены по видам расходов – статьям калькуляции или элементам затрат. При расчете затрат за основу принимается калькуляция затрат на весь объем производства по действующему производству и в нее вносятся соответствующие изменения, связанные с факторами, влияющими на себестоимость, обусловленными конкретным заданием. Эксплуатационные затраты рассчитываются в разрезе следующих статей калькуляции:

- обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;
- энергетические затраты для механизированной добычи жидкости;
- поддержание пластового давления;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;

- ремонт скважин.

Эксплуатационные затраты отличаются от затрат по себестоимости на величину амортизационных отчислений.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Эксплуатационные затраты на обслуживание скважин рассчитываются:

$$И_{ОБi} = И_{ОБ} \times N_{Дi}, \quad (5)$$

где $И_{ОБ}$ – затраты по обслуживанию действующего фонда скважин, млн.руб./скв-год;

$N_{Дi}$ – действующий фонд скважин в году i, скв.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и ее удельного расхода. Энергетические затраты на извлечение жидкости рассчитываются:

$$И_{ЭНИi} = B_{МЕХ} \times C_{кВт-ч} \times Q_{МЕХi}, \quad (6)$$

где $B_{МЕХ}$ – удельный расход электроэнергии при добыче жидкости мехспособом, кВт-ч/т.жид.;

$C_{кВт-ч}$ – стоимость 1 кВт-часа электроэнергии, тыс.руб.;

$Q_{МЕХi}$ – добыча жидкости мехспособом в году i, тыс.т.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений. Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются по формуле:

$$И_{СБТi} = И_{СБТ} \times Q_{Жi}, \quad (7)$$

где $И_{СБТ}$ – затраты по сбору и транспорту нефти и газа, тыс.руб./т.жид.;

$Q_{Жi}$ – добыча жидкости из пласта в году i, тыс.т.

Затраты на технологическую подготовку нефти рассчитываются:

$$И_{ТПi} = И_{ТП} \times Q_{ЖПi}, \quad (8)$$

где $И_{ТП}$ – затраты по технологически подготовке нефти тыс.руб./т.жид.;

$Q_{ЖПi}$ – объем добытой жидкости, идущей на технологическую подготовку в году i, тыс.т.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин и затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВт/ч электроэнергии.

Расчет затрат на обслуживание нагнетательных скважин:

$$И_{НАГi} = И_{НАГ} \times N_{НАГi}, \quad (9)$$

где $И_{НАГ}$ – затраты по обслуживанию действующего фонда нагнетательных скважин млн.руб./скв-год;

$N_{НАГi}$ – действующий фонд нагнетательных скважин в году i, скв.

Энергетические затраты на закачку воды рассчитываются по формуле:

$$И_{ЭНЗi} = (B_{ЗАК} \times C_{кВт-ч} + C_{В}) \times Q_{ЗАКi}, \quad (10)$$

где $В_{ЗАК}$ – удельный расход электроэнергии при закачке воды, кВт ч/м^3;

$С_{В}$ – стоимость воды, тыс.руб./м^3;

$Q_{ЗАКi}$ – объем закачиваемой воды в году i, тыс.м^3.

При применении в текущем году на действующем фонде скважин методов увеличения нефтеизвлечения и снижения обводненности, эти затраты также учитывают в составе эксплуатационных. Затраты на применение МУН рассчитываются по формуле:

$$И_{МУНi} = N_{МУН} \times P_{МУНi}, \quad (11)$$

где $Р_{МУН}$ – стоимость закачки реагента или проведения работ, тыс. руб.;

$N_{МУНi}$ – объем проводимых работ (количество скважино-операций).

Итого эксплуатационных затрат (без налогов и платежей):

$$И_{i} = И_{ОБi} + И_{ЭНИi} + И_{СБТi} + И_{ТПi} + И_{НАГi} + И_{ЭНЗi} + И_{РЕМi} + И_{МУНi}, \quad (12)$$

где $И_{РЕМi}$ – ремонтный фонд в году i, тыс.руб.

Кроме традиционных статей калькуляции в составе эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа учитывают расходы на экологию, платежи за кредит, а также налоги, относимые на себестоимость добываемой продукции (налог на добычу полезных ископаемых, плата за землю, плата за недра, плата за допустимые выбросы, страховые взносы, страхование от несчастных случаев). Ставки по вышеперечисленным налогам и платежам регламентируются действующим налоговым кодексом.

3.3. Расчет показателей экономической эффективности при внедрении проекта

Обоснование проекта предполагает оценку его экономической эффективности по основным критериям, предъявляемых международными стандартами к оценке инвестиционных проектов на основе Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39-007-96. К основным критериям экономической целесообразности проекта относятся:

1. поток денежной наличности и чистая текущая стоимость за весь период эксплуатации;
2. срок окупаемости проекта;
3. внутренняя норма рентабельности;
4. коэффициент отдачи капитала;
5. чувствительность проекта к риску.

Расчетный период проекта принимается исходя из сроков его реализации, включая время создания производства и время его эксплуатации.

Экономическая эффективность капитальных вложений в проект может быть определена на основе дисконтных вычислений по приведению связанных с реализацией проекта расходов и доходов к моменту времени (расчетному году).

Дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, отражающий ценность будущих поступлений (доходов) с современных позиций. При установлении значения коэффициента дисконтирования обычно ориентируются на средний уровень ссудного процента (процентной ставки). Уровень коэффициента дисконтирования может также учитывать и риск осуществляемых инвестиций.

Дисконтные вычисления основаны на том, что стоимость рубля, затраченного и полученного в разные годы, будет неодинакова, а потому простое их алгебраическое суммирование не даст реального эффекта.

Расчет чистой текущей стоимости (ЧТС), т.е. разности между текущей, дисконтированной на базе расчетной ставки, процентной стоимостью поступлений от инвестиций и величиной капитальных вложений проводится в следующем порядке.

Соответственно каждому году проводится расчет денежного потока наличности (ПДН), сущность которого состоит в том, что он представляет собой ту часть денежных доходов, которая остается в распоряжении организации и не может быть изъята. Отрицательное значение ПДН отражает дефицит наличности.

ПДН определяется по формуле 13 либо по формуле 14:

$$ПДН_i = \Delta B_i - \Delta И_i - К_i - \Delta Н_i, \quad (13)$$

где ΔB_i – прирост выручки после реализации проекта в году i, тыс.руб.;

$\Delta И_i$ – прирост эксплутационных затрат предприятия в i-м году, т.е. объем текущих издержек, возникший в результате осуществления предлагаемого проекта, тыс.руб.;

$К_i$ – капитальные вложения, связанные с рассматриваемым проектом, осуществляемые в году i, тыс.руб.;

$\Delta Н_i$ – прирост суммы взимаемых налогов, относимых на финансовый результат, связанное с осуществлением проекта, тыс.руб.;

i – год, для которого ведется расчет.

$$ПДН_i = \Delta Пр_{чi} + A_i - К_i, \quad (14)$$

где $Пр_{чi}$ – прирост чистой прибыли, полученной в году i, тыс.руб.;

A_i – амортизационные отчисления от вновь созданного имущества в году i, тыс.руб.

Расчет дополнительной выручки

Прирост выручки обусловливается увеличением объема добычи нефти и газа (вследствие увеличения фонда добывающих или нагнетательных скважин, перевода поисково-разведочных скважин в действующий фонд и проч.).

Прирост выручки (ΔB) за счет дополнительного объема реализации нефти (газа) рассчитывается по формуле:

$$\Delta B_i = \Delta Q_i \times Ц_{ср}, \quad (15)$$

где ΔQ_i – прирост добычи, направленной на реализацию, т (тыс. $м^3$);

$Ц_{СР}$ – средняя цена реализации предприятием нефти (газа), руб./т (руб/тыс. $м^3$).

Прирост добычи (ΔQ) может обусловливается повышением среднесуточного дебита (Δq), увеличением действующего фонда скважин (Δn) или времени работы (ΔT) в соответствующем году расчетного периода. Вычисления производятся по следующим формулам:

$$\Delta Q_i(\Delta q) = \Delta q_i \times n_i \times T_i, \quad (16)$$

$$\Delta Q_i(\Delta n) = q_i \times \Delta n_i \times T_i, \quad (17)$$

$$\Delta Q_i(\Delta T) = q_i \times n_i \times \Delta T_i, \quad (18)$$

Расчет прироста налогов

К дополнительным налогам (не включенным в состав себестоимости) относятся прирост налога на имущество ($\Delta Н_{ИМ}$), при увеличении имущества предприятия (ввод в эксплуатацию новых основных средств), а также прирост налога на прибыль ($\Delta Н_{ПР}$).

Ставка налога на имущество для 2021 г. составляет 2,2% от остаточной стоимости основных средств, которая представляет собой неамортизированную часть основных средств, и размер налога определяется по формуле:

$$H_{ИМ} = C_{ОСТ} \times s_{им}, \quad (19)$$

где $С_{ОСТ}$ – остаточная стоимость основных средств, руб.;

$s_{им}$ – ставка налога на имущество, д.ед.

Т.к. остаточная стоимость имущества меняется в каждом периоде времени, то налог на имущество также изменяет свое значение ежегодно в сторону уменьшения.

$$C_{ОСТ} = C_{ПП} - A \times t \quad (20)$$

где $С_{ПП}$ – первоначальная стоимость основных средств, тыс.руб.;

А – годовые амортизационные отчисления основных средств, тыс.руб.;

t – период эксплуатации основных средств, лет.

Поскольку в результате инвестиций формируются вновь вводимые основные средства предприятия, то их первоначальная стоимость ($С_{ПП}$) будет соответствовать общей сумме капитальных затрат:

$$C_{ПП} = K \quad (21)$$

Годовая сумма амортизационных отчислений определяется исходя из нормы амортизации и первоначальной стоимости основных средств (при линейном способе начисления):

$$A_i = C_{ПП} \times N_A, \quad (22)$$

где N_A – норма амортизации объекта основных средств или износа нематериальных активов, дол.ед.

$$N_A = \frac{1}{T} \quad (23)$$

где Т – срок полезного использования объекта, лет.

В целях учебной оценки экономической эффективности проектов могут быть приняты следующие сроки полезной эксплуатации объектов основных средств: нефтяные скважины – 15 лет, газовые скважины – 12 лет, боковые стволы скважин – 8 лет, оборудование для нефтедобычи – 5 лет, объектов промыслового обустройства – 10 лет.

Расчет прироста налога на прибыль определяется по формуле:

$$\Delta H_{ПР} = Пр_{ОБЛi} \times s_{пр}, \quad (24)$$

где $Пр_{ОБЛi}$ –прибыль, облагаемая налогом в i-м году, тыс.руб.;

$s_{пр}$ – ставка налога на прибыль, д.ед.

Ставка налога на прибыль в долях единиц равна 0,20 (в соответствии с действующим законодательством для 2021 г.).

Если прирост прибыли обусловлен дополнительной реализацией продукции, он рассчитывается следующим образом:

$$Пр_i = \Delta B_i - И_i + A_i - H_{им}, \quad (25)$$

где ΔB_i – прирост выручки от реализации продукции в году i, тыс.руб.;

$И_i$ – эксплуатационные затраты в году i (без амортизации), тыс.руб.;

A_i – амортизационные отчисления, произведенные в i-м году, тыс. руб.

Для оценки эффективности проекта необходимо определить, окупятся ли капитальные вложения в проект и какой они принесут доход за период его действия. С этой целью определяется накопленный поток денежной наличности (НПДН). Накопленный поток денежной наличности показывает, сколько дополнительных наличных денежных средств поступит на расчетный счет в результате осуществления проекта.

НПДН рассчитывается последовательным суммированием денежных потоков наличности за расчетный период по формуле:

$$НПДН = \sum_{i=1}^{T} ПДН_i \,, \qquad (26)$$

НПДН рассчитывается без учета стоимости рубля в первый и последующие годы реализации проекта. С учетом разницы в стоимости рубля рассчитывается дисконтированный поток денежной наличности (ДПДН) и чистая текущая стоимость (ЧТС).

Дисконтированный поток денежной наличности определяется по формуле:

$$ДПДН_i = ПДН_i \times \alpha_i \,, \qquad (27)$$

где $ДПДН_i$ – дисконтированный поток денежной наличности в i-ом году, тыс.руб.;

$ПДН_i$ – поток денежной наличности в i-ом году, тыс.руб.;

α_i – коэффициент дисконтирования в i-ом году.

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, возникает необходимость их приведения к одному периоду. При экономическом обосновании инвестиционных проектов в качестве расчетного года, к которому осуществляется приведение, принимается первый (или предшествующий первому, т.е. нулевой) год. Приведение (дисконтирование) осуществляется при помощи коэффициента дисконтирования (α_i), который определяется отдельно для каждого года расчетного периода.

Коэффициент дисконтирования показывает во сколько раз рубль года i меньше рубля расчетного момента и рассчитывается по формуле:

$$\alpha_i = (1 + E_H)^{Ip-I} \,, \qquad (28)$$

где E_H – норма дисконта, д.ед.;

I_p – расчетный год;

I – текущий год.

Норма дисконта характеризует эффективность инвестиций. В условиях стабильной экономики его принимают на уровне 0,1, то есть при отдаче капитала 10% в год.

Накопленный за весь расчетный период дисконтированный поток денежной наличности представляет собой чистую текущую стоимость (ЧТС), характеризующую реальный (чистый) доход с учетом фактора времени.

ЧТС проекта определяется путем суммирования ДНДН каждого года за расчетный период:

$$ЧТС = \sum_{i=1}^{T} ДПДН_i \quad , \qquad (29)$$

где Т – жизненный цикл проекта, принимается исходя из сроков реализации проекта, включая время создания производства, время его эксплуатации и ликвидации.

Результаты расчетов заносятся в таблицу (см. табл. 2).

Таблица 2 - Расчет чистой текущей стоимости проекта

Показатель	Ед. изм.	Годы (указываются конкретные годы)					
		1	2	3	и т.д.		
1. Прирост объема добычи (или другой технологический эффект)	т. (др.нат. ед.)						
2. Прирост выручки от реализации	руб.						
3. Капитальные затраты	руб.						
4. Эксплутационные затраты	руб.						
5. Налоги, в т.ч.:	руб.						
- прирост налога на имущество	руб.						
- прирост налога на прибыль	руб.						
6. Поток денежной наличности	руб.						
7. Накопленный поток денежной наличности	руб.						
8. Коэффициент дисконтирования	д.ед.						
9. Дисконтированный поток наличности	руб.						
10. Чистая текущая стоимость	руб.						

Результаты расчета $НПДН_i$ и $ЧТС_i$ необходимо представить графически (рисунок 1).

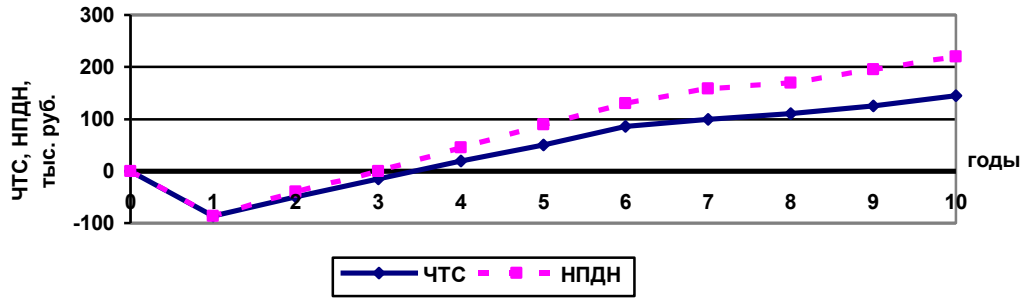


Рисунок 1. Определение срока окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта показывает период времени в течении которого притоки денежных средств полностью компенсируют вложенные инвестиции в проект.

Год в котором ЧТС меняет знак с «–» на «+», является годом окупаемости проекта. Профиль ЧТС пересекает ось абсцисс в точке 3,5, следовательно, период окупаемости проекта составит около 3,5 лет.

Внутренняя норма рентабельности проекта (е) определяется из условия равенства чистой текущей стоимости нулю:

$$\sum_{t=1}^{T}\left[ПДН_t \cdot (1+e)^{t_p - t}\right] = 0, \quad (30)$$

Определяется ВНР либо методом подбора либо графически. ВНР показывает с какой скоростью будут возрастать денежные средства на проектируемом объекте. ВНР отвечает на вопрос об экономической целесообразности проекта, если ВНР > Ен, то проект целесообразен, если ВНР ≤ Ен, то проект нецелесообразен.

Для оценки эффективности капитальных вложений кроме срока окупаемости определяется коэффициент отдачи капитала:

$$КОК = \frac{ЧТС}{ЧТС_{ИНВ}} + 1, \quad (31)$$

где КОК – коэффициент отдачи капитала;

ЧТС – чистая текущая стоимость проекта, тыс.руб.;

$ЧТС_{ИНВ}$ – суммарные дисконтированные инвестиции, тыс.руб., которые определяются следующим образом:

$$ЧТС_{ИНВ} = \Sigma K_i \times a_i, \quad (32)$$

где $К_i$ – капитальные вложения в i-м году, тыс.руб.;

α_i - коэффициент дисконтирования, соответствующий году вложения инвестиций.

Коэффициент отдачи капитала показывает, сколько рублей дисконтированного дохода дает один рубль дисконтированных инвестиций, вложенный в проект за расчетный период.

3.4. Оценка чувствительности проекта к риску

Поскольку расчеты проводятся на перспективу, а в качестве исходных данных применяются фактические показатели, которые в будущем могут меняться как в большую, так и меньшую сторону, что может являться определенным риском в достижении экономических

результатов, необходимо провести анализ чувствительности проекта к риску.

Для расчета чувствительности проекта к риску производится расчет экономической эффективности при изменении каждого фактора, которые оказывают влияние на итоговые показатели (НПДН, ЧТС). Например:

- прирост добычи (Q) [- 30%; +10%];
- цена на нефть (газ) (Ц) [-20%; +20%];
- капитальные затраты (К) [-5%; +5%];
- налоги (Н) [-20%; +20%].

Для каждого фактора определяется зависимость: ЧТС(Q), ЧТС(Ц); ЧТС(К); ЧТС(Н), результаты расчетов сводятся в таблицу (таблица 3).

Таблица 3 - Зависимость ЧТС от факторов

Показатель	Значения, тыс. руб.											
	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0	+5%	+10%	+15%	+20%	+25%
$ЧТС_{БАЗ}$							+					
ЧТС(Q)	+								+			
ЧТС(К)						+		+				
ЧТС(Н)			+								+	
ЧТС(Ц)			+								+	

Полученные зависимости чистой текущей стоимости от факторов изображаются графически. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединяются между собой, образуя фигуру, напоминающую паутину (рисунок 2)

Если изменения чистой текущей стоимости при заданной вариации факторов находятся в положительной области, то данные нововведения можно применять, не опасаясь риска убытков. Если значения ЧТС попадают в отрицательную область графика (как на рис. 2), то по этим параметрам наблюдается склонность проекта к риску.

В заключении курсовой работы необходимо сделать вывод с анализом рассчитанных экономических показателей.

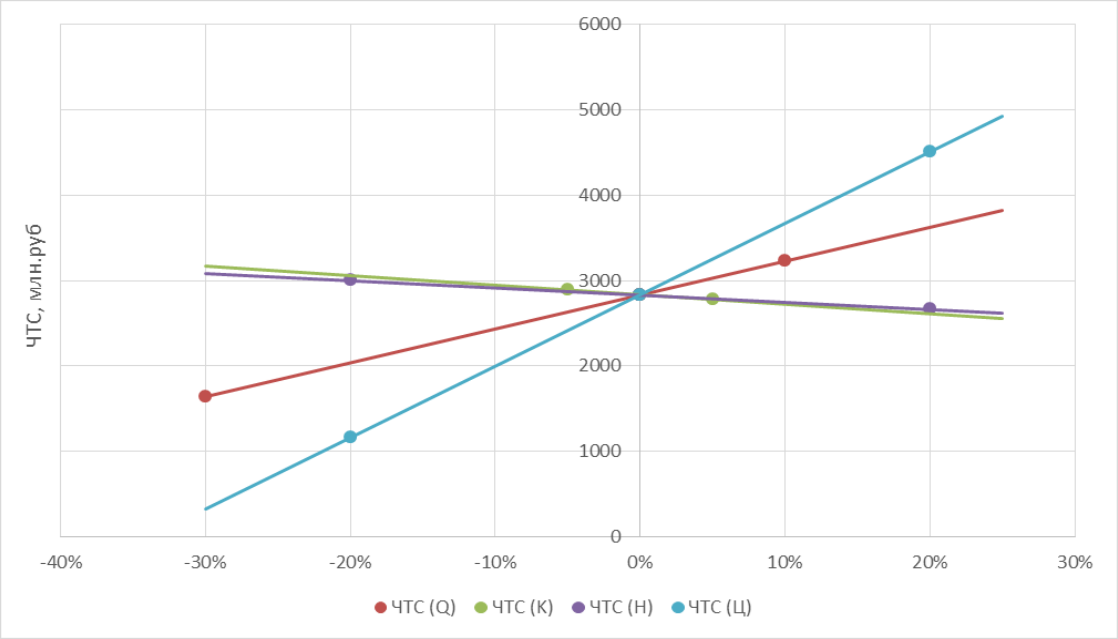


Рисунок 2. Диаграмма чувствительности проекта к риску

4. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МУН

Кроме рассмотренной выше тематики курсовой работы тема может подразумевать экономическое обоснование проведения мероприятий увеличения нефтеотдачи – проведение ГРП или ГДРП, технологии ЭГУ, кислотно-щелочные, соляно-кислотные, глино-кислотные обработки, закачку ПАВ, цементирование устья скважин и прочее. Технологическим критерием в оценке подобных мероприятий является прирост дебитов добываемого углеводородного сырья.

Расчетный период приравнивается к периоду существования технологического эффекта от мероприятия и зависит от условий месторождения, при этом расчетный период принимается равным полугодию или месяцу в зависимости от скорости изменения технологического эффекта.

Экономическое обоснование эффективности предлагаемых мероприятий по увеличению нефтеотдачи проводится на основе сравнения предлагаемого варианта с базовым вариантом, в качестве которого принимается ситуация до проведения рекомендуемого мероприятия на скважине.

К основным критериям экономической целесообразности проекта относятся:

1. поток денежной наличности и чистая текущая стоимость за весь период действия технологического эффекта;

2. срок окупаемости проекта;
3. чувствительность проекта к риску.

Экономическая эффективность вложений в проект может быть определена на основе дисконтных вычислений по приведению связанных с реализацией проекта расходов и доходов к моменту времени (расчетному году) см. пункт 3.3.

Расчетный период проекта, принимается исходя из сроков сохранения технологического эффекта от проведенных мероприятий.

Соответственно каждому году проводится расчет денежного потока наличности (ПДН), сущность которого состоит в том, что он представляет собой ту часть денежных доходов, которая остается в распоряжении организации и не может быть изъята. Отрицательное значение ПДН отражает дефицит наличности.

Прирост ПДН определяется по формуле 33:

$$ПДН_i = \Delta B_i - \Delta З_i - \Delta H_i, \quad (33)$$

где ΔB_i – прирост выручки после реализации проекта в периоде i, тыс.руб.;

$\Delta З_i$ – прирост эксплутационных затрат по рекомендуемому мероприятию в периоде i, тыс.руб.;

ΔH_i – прирост суммы взимаемых налогов, относимых на финансовый результат, связанный с осуществлением проекта, тыс.руб.;

Расчет дополнительной выручки

Изменение выручки вызывается увеличением объема добычи в следствие проведения мероприятий МУН. Прирост выручки за счет дополнительного объема реализации нефти и газа (ΔВ) рассчитывается по формуле 15.

Прирост добычи (ΔQ) обусловливается повышением среднесуточного дебита (Δq), расчет производится по формуле 34.

$$\Delta Q = \Delta q \times t \times N, \quad (34)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, обусловленный проведением мероприятий, т;

t – продолжительность эффекта, дн;

N – число скважин, подвергшихся обработке, скв.

Увеличение объема реализации также может быть обусловлено сокращением потерь нефти и газа, достигаемое в результате проведения мероприятий.

Расчет прироста эксплутационных затрат

Дополнительные эксплутационные затраты по рекомендуемому мероприятию в периоде i рассчитываются по формуле:

$$\Delta З_i = \Delta И_i + З_{МЕРi}\,, \qquad (35)$$

где ΔИi – прирост эксплутационных затрат на дополнительную добычу сырья в периоде i, тыс.руб.;

$З_{МЕР}$ – затраты на проведение мероприятий в периоде i, тыс. руб.

При оценке прироста текущих издержек на добычу сырья (эксплуатационных затрат) учитывается та их часть, которая напрямую зависит от дебитов жидкости или сырья. Увеличение текущих издержек рассчитываются в разрезе следующих статей:

- энергетические затраты для механизированной добычи жидкости;
- затраты на поддержание пластового давления;
- затраты на сбор и транспорт нефти и газа;
- затраты на технологическую подготовку нефти;
- налог на добычу полезных ископаемых (см. II часть Налогового кодекса РФ на расчетный период).

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и ее удельного расхода. Энергетические затраты на извлечение жидкости рассчитываются:

$$\Delta И_{ЭНИi} = В_{МЕХ} \times С_{кВт-ч} \times \Delta q_{МЕХi}\,, \qquad (36)$$

где $В_{МЕХ}$ – удельный расход электроэнергии при добыче жидкости мехспособом, кВт-ч/т.жид.;

$С_{кВт-ч}$ – стоимость 1 кВт-часа электроэнергии, тыс.руб.;

$\Delta q_{МЕХi}$ – прирост добычи жидкости мехспособом в периоде i, тыс.т.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений. Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются по формуле:

$$\Delta И_{СБТi} = И_{СБТ} \times \Delta q_{Жi}\,, \qquad (37)$$

где $И_{СБТ}$ – затраты по сбору и транспорту нефти и газа, тыс.руб./т.жид.;

$\Delta q_{Жi}$ – прирост добычи жидкости из пласта в периоде i, тыс.т.

Затраты на технологическую подготовку нефти рассчитываются:

$$\Delta И_{ТПi} = И_{ТП} \times \Delta q_{ЖПi}, \quad (38)$$

где $И_{ТП}$ – затраты по технологической подготовке нефти тыс.руб./т.жид.;

$\Delta q_{жпi}$ – прирост объема добытой жидкости, идущей на технологическую подготовку в периоде i, тыс.т.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин и затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВт/ч электроэнергии.

Расчет затрат на обслуживание нагнетательных скважин:

$$\Delta И_{НАГi} = И_{НАГ} \times N_{НАГi}, \quad (39)$$

где Инаг – затраты по обслуживанию действующего фонда нагнетательных скважин млн.руб./скв-полугод.;

Nнагi – действующий фонд нагнетательных скважин в периоде i, скв.

Энергетические затраты на закачку воды рассчитываются по формуле:

$$\Delta И_{ЭНЗi} = (B_{ЗАК} \times C_{кВт-ч} + C_B) \times \Delta q_{ЗАКi}, \quad (40)$$

где $В_{ЗАК}$ – удельный расход электроэнергии при закачке воды, кВт ч/$м^3$;

$С_В$ – стоимость воды, тыс.руб./$м^3$;

$\Delta q_{ЗАКi}$ – увеличение объема закачиваемой воды в периоде i, тыс.$м^3$.

Итого прирост эксплуатационных затрат:

$$\Delta И_i = \Delta И_{ЭНИi} + \Delta И_{СБТi} + \Delta И_{ТПi} + \Delta И_{НАГi} + \Delta И_{ЭНЗi}, \quad (41)$$

Помимо увеличения рассмотренных выше эксплуатационных затрат проведение мероприятий по увеличению нефтеотдачи требует дополнительных затрат на осуществление указанных мероприятий либо силами самого предприятия, либо путем привлечения подрядных организаций.

Затраты на проведение мероприятий по увеличению нефтеотдачи в периоде i ($З_{МЕРi}$) рассчитываются по формуле 42.

$$З_{МЕРi} = С_{МЕР} \times k_i, \quad (42)$$

где $С_{МЕР}$ – стоимость мероприятия, тыс.руб.;

k_i – число мероприятий, проведенных в периоде i, ед.

Расчет прироста налогов

К дополнительным налогам (не включенным в состав себестоимости) при экономической оценке эффективности применения МУН относятся прирост налога на прибыль ($\Delta Н_{ПР}$).

Расчет прироста налога на прибыль определяется по формуле 24:

Если прирост прибыли обусловлен дополнительной реализацией продукции, он рассчитывается следующим образом:

$$\Delta Пр_i = \Delta В_i - \Delta И_i, \quad (43)$$

где $\Delta В_i$ – прирост выручки от реализации продукции в периоде i, тыс.руб.;

$\Delta И_i$ – прирост эксплуатационных затрат в периоде i (без налогов, платежей и амортизации), тыс.руб.;

Если мероприятия по увеличению нефтеотдачи связаны с приобретением дополнительного оборудования, то расчет прироста прибыли производится по формуле 44.

$$\Delta Пр_i = \Delta В_i - \Delta И_i + \Delta А_i - Н_{им}, \quad (44)$$

Далее определяется накопленный поток денежной наличности (НПДН) по формуле 26.

С учетом разницы в стоимости рубля рассчитывается дисконтированный поток денежной наличности (ДПДН) по формуле 27 и чистая текущая стоимость (ЧТС) формуле 29.

Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле 28, рассчитывая ДПДН по полугодиям следует принять $Е_н = 0,05$, по месяцам следует принять $Е_н = 0,0083$ (при норме дисконта 10% в год).

Все расчеты заносятся в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчет чистой текущей стоимости проекта

Показатель	Ед. изм.	Расчетные периоды (месяца, кварталы, полугодия)					
		1	2	3	и т.д.		
1. Прирост объема добычи (или другой технологический эффект)	т (др.нат. ед.)						
2. Прирост выручки от реализации (или сумма экономии эксплуатац. затрат)	руб.						

3. Эксплутационные затраты, в т.ч.:	руб.						
- затраты на проведение мероприятий МУН	руб.						
4. Прирост налога на прибыль	руб.						
5. Поток денежной наличности	руб.						
6. Накопленный поток денежной наличности	руб.						
7. Коэффициент дисконтирования	д.ед.						
8. Дисконтированный поток наличности	руб.						
9. Чистая текущая стоимость	руб.						

Срок окупаемости затрат (Ток) – это период времени, за который накопленный доход становится равным сумме затрат на мероприятия. Момент в котором ЧТС меняет знак с «–» на «+», является сроком окупаемости проекта, который показывается на графике зависимости НПДН и ЧТС от времени.

Точка пересечения профиля ЧТС с осью абсцисс представляют собой срок окупаемости инвестиций (Ток) и определяет срок окупаемости проекта в полугодиях (месяцах) (рисунок 3).

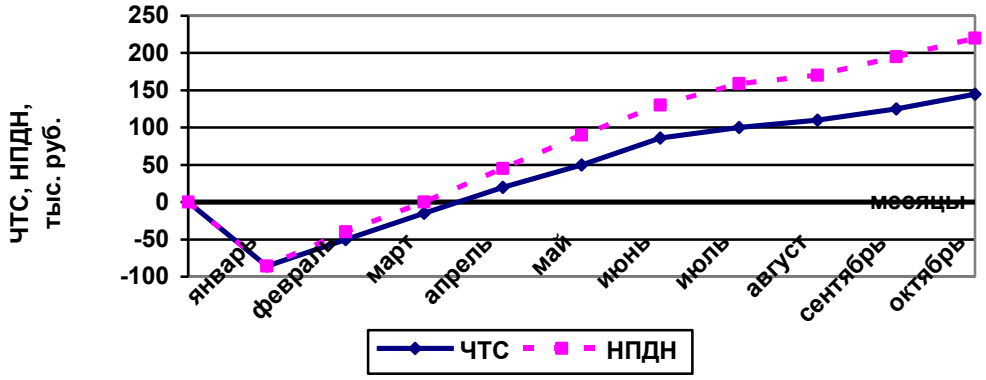


Рисунок 3. Определение срока окупаемости проекта

Поскольку расчеты проводятся на перспективу, а в качестве исходных данных применяются фактические показатели, которые в будущем могут меняться как в большую, так и меньшую сторону, что может являться определенным риском в достижении экономических результатов, необходимо провести анализ чувствительности проекта к риску.

Оценка чувствительности проводится по методике, изложенной в пункте 3.4 настоящих методических указаний, с построением диаграммы «Чувствительности проекта к риску».

В заключении курсовой работы необходимо сделать вывод с анализом рассчитанных экономических показателей.

5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Работы научно-исследовательского характера могут заключаться в построении двух- и трехмерных моделей пластов, пересчете запасов углеводородов по категориям, изучении пород и их формирования и т.п. При этом в результате изучения не предлагается никаких мероприятий, связанных с разведкой, эксплуатационным разбуриванием, увеличением добывающего фонда скважин либо проведением мероприятий по увеличению нефтеотдачи.

Курсовые работы таких тематик не предполагают оценки экономической эффективности, а представляет собой составление сметы затрат на проведение указанных исследований. В их составе могут быть выделены:

1) стоимость исходных материалов – в том случае, когда для проведения работ у сторонних организаций покупаются исходные данные (информация) в первичном или обработанном виде;

2) затраты на командировки – учитываются в случае, когда исходные материалы получаются или покупаются в другом городе, состоят из затрат на транспорт, проживание и командировочных выплат;

3) затраты на заработную плату рассчитываются исходя из трудоемкости выполняемой работы, количества человек принимавших участие в разработке, должностных окладов и отчислений от заработной платы;

4) затраты на лицензии по геоинформационным программам.

5) амортизация оборудования, используемого при проведении работ, начисляется исходя из норм амортизации на объекты основных средств, принятых на предприятии, стоимости этих объектов и продолжительности проведения исследований;

6) прочие расходы – в случае возникновения расходов, не учтенных в статьях перечисленных выше, они учитываются отдельно;

7) накладные расходы – основой для расчета принимается норма накладных расходов предприятия, которое производило работы.

Расчет стоимости работ по проведению исследований

Стоимость исходных материалов (информации) и стоимость командировочных расходов указываются исходя из их документально подтвержденной стоимости.

Затраты на заработную плату рассчитываются в таблице (таблица 5), исходя из реально количества работников, занятых для выполнения работ, их должностных окладов, наличия дополнительных выплат и реальной трудоемкости рабочего задания.

Таблица 5 - Расчет затрат на заработную плату работников, тыс. руб.

№ п/п	Должность	Кол-во человек	Часовая ставка (руб./час)	Количество отработанных часов	Основная заработная плата (ст.4 х ст.5)	Дополнительная заработная плата (премии, выплаты за сверхурочные часы и проч.)	Отчисления с заработной платы (30% от ст.6+7)	Итого затрат на заработную плату
1	Заведующий лабораторией	1						
2	Инженер	2						
3	Техник	1						
	…							
ИТОГО:								

Порядок уплаты страховых взносов в РФ определяется Федеральным законом от 03.07.2016 N 243-ФЗ (ред. от 28.12.2017). Страховая нагрузка в 2021 году составляет 30% и со временем может быть изменена.

Амортизация оборудования, используемого при проведении работ рассчитывается исходя из стоимости объектов и срока их полезной эксплуатации.

Годовая сумма амортизационных отчислений определяется исходя из нормы амортизации и первоначальной стоимости основных средств (при линейном способе начисления):

$$A_i = C_{ПП} \times N_A, \quad (51)$$

где N_A – норма амортизации объекта основных средств или износа нематериальных активов, дол.ед.

$$N_A = \frac{1}{T} \quad (52)$$

где Т – срок полезного использования объекта, лет.

В смету затрат на выполнение работ включается та часть амортизационных отчислений, которая была начислена за время осуществления работ.

Расчет осуществляется в таблице 6.

Таблица 6 - Расчет амортизационных отчислений по используемому оборудованию

№ п/п	Элемент оборудования	Срок службы Т, годы	Кол-во единиц, шт	Норма амортизац. отчислений, д.ед.	Сто-ть оборудо-вания, тыс. руб.	Годовой размер амортизац. отчислений (ст.5*6), тыс. руб.	Время работы оборудования в рамках проекта (в годах)	Доля стоимости оборудования, переносимая на стоимость работ (ст.7*8*4), тыс. руб.	Итого затрат на амортизацию, тыс. руб.
1	Компьтер	5	2						

	IBM PC Pentium 4								
2	Принтер лазерный LB50	5	1						
3	Плоттер и т.п.	5	1						
	…	…							
	Итого затрат на амортизацию оборудования:								

Затраты по нематериальным активам (например, по лицензиям на геоинформационные программы) рассчитываются аналогично, в табл. 6. При этом следует различать 2 типа расходов на использование программного обеспечения – ежегодные платежи или покупка продукта. При покупке расходы на использование программных продуктов рассчитываются через амортизационные платежи, аналогично расчету последних по объектам основных средств (формулы 51 и 52). Расчет расходов сводится в таблицу 7.

Таблица 7 - Расчет затрат на использование лицензионного программного обеспечения

№ п/п	Вид программного продукта	Размер отчислений за пользование ПП (руб./год)	Время использования (в годах)	Сумма отчислений переносимая на стоимость выполняемых работ, руб.
ИТОГО расходов				

В списке прочих расходов могут быть учтены:

- затраты на поиск и приобретение недостающей информации;
- затраты на расходные материалы (бумага, бумага для плоттера, картриджи и т.п.)
- оплата Интернет-услуг;
- представительские расходы;
- оплата консультаций специалистов и т.п.

Основой для расчета накладных расходов принимается норма накладных расходов предприятия, которое производило работы. Как правило, на такие затраты отводится 10-20% от стоимости работ (суммы всех предыдущих разделов).

Результаты расчетов сводятся в таблицу 8.

Таблица 8 - Смета затрат на проведение работ по _____
(наименование исследования)

Вид затрат	Сумма затрат, руб.	Доля в общей стоимости, %
Стоимость исходных материалов		
Затраты на заработную плату		

Затраты на командировки		
Амортизация оборудования		
Расходы на программное обеспечение		
Прочие расходы		
Итого основных расходов		
Накладные расходы		
Сметная стоимость работ		**100**

В заключение работы необходимо сделать вывод.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Керимов, Вагиф Юнусович. Методология проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами [Текст] : учебное пособие : специализация по профилю "Геология нефти и газа" направления 21.04.01 "нефтегазовое дело" программы подготовки 21.04.01. 32 "Технологии освоения ресурсов углеводородов" 21.04.01.34 "Моделирование нефтегазовых геосистем и осадочных бассейнов" / В. Ю. оглы Керимов, А. Б. Толстов, Р. Н. Мустаев ; ред. А. В. Лобусев ; Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина, каф. теорет. основ поисков и разведки нефти и газа. - Москва : ИНФРА-М, 2016. - 122 с.

2. Руднева, Лариса Николаевна. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой отрасли [Текст] : учебник для вузов. изучающих экономику предприятий нефтяной и газовой промышленности / Л. Н. Руднева, Т. Л. Краснова, В. В. Ёлгин, А.Г.Полякова. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. - 255 с.Руднева Л.Н., Краснова Т.Л., Ёлгин В.В. Основы экономической деятельности предприятий нефтяной и газовой промышленности: Учебник. - Тюмень: Вектор Бук, 2008. – 146 с.

3. Экономика предприятий (организаций) нефтяной и газовой промышленности [Текст]: учебник по направлению подготовки бакалавров и магистров 130500 "Нефтегазовое дело", а также по направлениям 130500 "Нефтегазовое дело" и 130600 "Оборудование и агрегаты нефтегазового производства" / В. Ф. Дунаев [и др.] ; под ред. В. Ф. Дунаева ; Российский университет нефти и газа им. И. М. Губкина (Москва). - 5-е изд., испр. и доп. - Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2015. - 332 с.

4. Экономика геолого-разведочных работ : учебное пособие / Т. М. Важенина, Н. П. Шевелева, Н. Г. Савкина, Д. В. Чумлякова ; рец.: В. В. Ёлгин, Л. С. Киселева. - Киров : Изд-во МЦИТО, 2019.

СОДЕРЖАНИЕ

стр.

1. Цели и задачи выполнения курсовых работ……. 3
2. Примерная тематика курсовых работ…… 5
3. Методика оценки экономической эффективности проектов по бурению и вводу в эксплуатацию новых скважин…… 6
3.1. Расчет капитальных вложений……. 6
3.2. Расчет эксплуатационных затрат……. 8
3.3. Расчет показателей экономической эффективности при внедрении проекта…… 11
3.4. Оценка чувствительности проекта к риску……. 17
4. Методика оценки экономической эффективности проектов по применению МУН…… 19
5. Экономическая оценка стоимости исследований…… 25
Рекомендуемая литература……. 29

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт сервиса и отраслевого управления

КУРСОВАЯ РАБОТА

по дисциплине: «Экономика и организация
геологоразведочных работ»
на тему_____

Выполнил обучающийся группы_____

_____
(наименование группы, Ф.И.О.)

Проверил _____

_____
(Ф.И.О. преподавателя, ученая степень, должность)

Тюмень 20___

Учебное издание

ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

методические указания по выполнению курсовой работы обучающимися всех форм обучения специальности 21.05.02 Прикладная геология специализации: Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания, Геология месторождений нефти и газа

Составители
ВАЖЕНИНА Татьяна Михайловна
ШЕВЕЛЕВА Надежда Павловна

В авторской редакции

Подписано в печать _____2021 г. Формат 60х90 1/16. Усл. печ. л. 2
Тираж ___ экз. Заказ № ____

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.