

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ
ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛА
ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ
ДЛЯ СТУДЕНТОВ НАПРАВЛЕНИЯ «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»
(ПРОФИЛЬ «РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»)**

Составитель Шарф И.В.

УДК 622.276.01(07)
ББК 65.305.14-80я7

Методические указания по подготовке организационно-экономического раздела выпускной квалификационной работы для студентов направления «Нефтегазовое дело» (профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений») / сост. И.В. Шарф. – Томск : Томский политехнический университет, 2025. – 44 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы
к использованию в учебном процессе
«20» декабря 2024 года, протокол № 2.

Директор
Бизнес-школы

(подпись)

Н.О. Чистякова

Список сокращений

АУП – административно-управленческий персонал
БГС – боковой горизонтальный ствол
БПО – база производственного обслуживания
БС – боковой ствол
ВЖК – вахтовый жилой комплекс
ВНД – внутренняя норма доходности
ГРП – гидравлический разрыв пласта
ГРР – геологоразведочные работы
ГТМ – геолого-техническое мероприятие
ДП – дирекция промысла
ЕНиР – Единые нормы и расценки
ЕСГ – Единая система газоснабжения
КС – компрессорная станция
МТО – материально-техническое обеспечение
МТР – материально-технические ресурсы
МУГ – методы увеличения газоотдачи
МУК – методы увеличения конденсатоотдачи
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых
НДС – налог на добавленную стоимость
НК РФ – Налоговый кодекс Российской Федерации
НТС – низкотемпературная сепарация
ОПЗ – обработка призабойной зоны
ОРЗ – одновременно-раздельная закачка
ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация
ПВО – противовыбросовое оборудование
ПИР – проектно-изыскательские работы
ПНГ – попутный нефтяной газ
ПНР – пусконаладочные работы
ППД – поддержание пластового давления
ППП – промышленно-производственный персонал
РИР – ремонтно-изоляционные работы
СМР – строительно-монтажные работы
ТЕР – Территориальные единичные расценки
ТКП – технико-коммерческое предложение

ТСЦ – Территориальные сборники сметных норм и расценок
УВС – углеводородное сырье
УДК – установка деэтанзации конденсата
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
УПН – установка подготовки нефти
УППГ – установка предварительной подготовки газа
УПСВ – установка предварительного сброса воды
УСК – установка стабилизации конденсата
ФАС – Федеральная антимонопольная служба
ФЕР – Федеральные единичные расценки
ЦПС – центральный пункт сбора
ЧДД – чистый дисконтированный доход
ЧПС – чистая приведенная стоимость
DPP (Discounted payback period) – дисконтированный срок окупаемости
IRR (Internal rate of return) – внутренняя норма доходности
NPV (Net present value) – чистая приведенная стоимость
PI (Profitability Index) – индекс рентабельности или доходности
PP (Payback Period) – простой срок окупаемости

Введение

Реализация национальных задач предполагает сохранение и укрепление позиций Российской Федерации в мировой энергетике, архитектура которой значительно трансформировалась за последнее десятилетие вследствие усилившейся конкуренции на рынке углеводородного сырья (далее – УВС) и давления геополитической ситуации, что обуславливает необходимость активизации нефтегазовых компаний в разработке и реализации программ технического перевооружения, капитального ремонта, реконструкции, оптимизации производственных мощностей, энергоресурсосбережения, цифровизации производства, повышения экологической и промышленной безопасности, повышения качества, инновационного развития, обучения персонала, социального развития и т. п. с целью сохранения конкурентоспособности.

В связи с этим целью организационно-экономического раздела выпускной квалификационной работы по направлению «Нефтегазовое дело» является оценка инвестиционной привлекательности и экономической эффективности проектов, направленных на повышение извлечения УВС при разработке и эксплуатации месторождений нефти, природного газа и газового конденсата.

Выполнение раздела отражает наличие следующих компетенций, полученных студентом в процессе обучения.

Знать:

- научно-технические достижения, передовой отечественный и зарубежный опыт в области разработки и эксплуатации месторождений нефти, природного газа и газового конденсата;
- риски внедрения новой техники, технологий и инноваций;
- нормативно-правовые акты различной юридической силы в части экономической эффективности инвестиционных проектов;
- экономические критерии и показатели оценки экономической эффективности реализации проекта.

Уметь:

- проводить анализ внешней и внутренней среды с целью подготовки данных для расчета экономической эффективности предлагаемого проекта и оценки рисков его реализации.

Владеть:

- методиками расчета экономической эффективности геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ), совершенствования технологических процессов и реконструкции и модернизации оборудования.

Настоящие методические указания содержат требования к оценке экономической эффективности бизнес-проектов в нефтегазовых компаниях. В методических указаниях представлены рекомендации по стандартным расчетам и показателям, описаны алгоритмы расчета.

Структура и содержание организационно-экономического раздела были сформированы с целью закрепления и развития вышеуказанных компетенций при освоении основных образовательных программ по направлению «Нефтегазовое дело».

Методические указания разработаны с учетом:

- методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденных Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ от 21.06.1999 № ВК 477 [1];
- официальной статистической методологии определения инвестиций в основной капитал на федеральном уровне, утвержденной приказом Росстата от 25.11.2016 № 746 [2];
- официальной статистической методологии определения инвестиций в основной капитал на региональном уровне, утвержденной приказом Росстата от 18.09.2014 № 569 [3];
- отраслевых регламентов и стандартов нефтегазовых транспортирующих компаний.

1. Оценка капитальных вложений при реализации инвестиционного проекта на нефтегазодобывающем предприятии

Инвестиционный проект (ст. 1 ФЗ-39) – это обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе необходимая проектная документация, разработанная в соответствии с законодательством РФ, а также описание практических действий по осуществлению инвестиций [4].

Согласно ст. 1 ФЗ-39 капитальные вложения представляют собой инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, затраты на проектно-изыскательские работы (далее – ПИР) и другие затраты [4].

В отраслевых регламентах встречается скорректированное определение. Капитальные вложения – инвестиции в форме денежных средств и иного имущества в создание и воспроизводство основных средств, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение и другое с целью получения прибыли.

В организационно-экономическом разделе оценка капитальных вложений по инвестиционному проекту может осуществляться несколькими способами.

1. Для месторождений УВС

Методика расчета капитальных вложений основывается на применении удельных затрат по данным нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с п. 6.12.1.3 Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, где сказано об обосновании удельных значений капитальных, текущих и внереализационных (ликвидационных) затрат [5]. При расчете капитальных затрат по объектам обустройства приводятся обоснованная стоимость каждого объекта (для линейных объектов – стоимость 1 км) и динамика их ввода по годам расчетного периода (табл. 1).

Таблица 1

*Перечень базовых элементов капитальных затрат при обустройстве
месторождения УВС*

1	Капитальные вложения (удельные затраты)	Единица измерения
1.1	Затраты на геологоразведочные работы (ГРР)	
	- бурение разведочной скважины	тыс. руб./м
	- 2Д сейсмика	тыс. руб./пог. км
	- 3Д сейсмика	тыс. руб./км ²
1.2	Бурение (строительство) скважин	
	- добывающая газовая скважина	тыс. руб./м
	- добывающая нефтяная наклонно-направленная скважина	тыс. руб./м
	- добывающая нефтяная горизонтальная скважина	тыс. руб./м
	- нагнетательная наклонно-направленная скважина	тыс. руб./м
	- нагнетательная горизонтальная	тыс. руб./м
	- прочие виды скважин (указать тип)	млн руб./скв.
	- бурение БС	тыс. руб./м
	- бурение БГС	тыс. руб./м
1.3	Затраты при бурении скважин	
	- гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП) (указать тип ГРП)	тыс. руб./скв.-опер.
	- прочие затраты при бурении (указать вид)	тыс. руб./скв.-опер.
1.4	Оборудование, не входящее в сметы строек	
	- оборудование для нефтедобывающей скважины (указать тип насоса)	тыс. руб./скв.
	- оборудование для нагнетательной скважины	тыс. руб./скв.
	- оборудование для БС (БГС)	тыс. руб./скв.
	- оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) / одновременно-раздельной закачки (далее – ОРЗ)	тыс. руб./скв.
	- замена оборудования	тыс. руб./ДФС
1.5	Промысловое обустройство	
	- строительство и обустройство кустов скважин	тыс. руб./скв.
	- сбор и транспорт нефти и ПНГ (внутрипромысловые трубопроводы, резервуары)	тыс. руб./скв. (млн руб./км)
	- сбор и транспорт газа и конденсата (внутрипромысловые трубопроводы)	тыс. руб./скв. (млн руб./км)
	- подготовка нефти к транспорту (ЦПС, УПН, УПСВ)	млн руб./т/год
	- подготовка газа и конденсата к транспорту (установка НТС, УППГ, УКПГ)	млн руб./1000 м ³ /год
	- подготовка конденсата к транспорту (УСК, УДК)	млн руб./т/год
	- компрессорные станции (КС)	млн руб./МВт (млн руб./1000 м ³ /год)

Окончание табл. 1

1	Капитальные вложения (удельные затраты)	Единица измерения
1.5	- газлифтная система	млн руб./1000 м ³ /год
	- газлифтные трубопроводы	млн руб./км
	- повышение нефтеотдачи и газоотдачи пластов, включая объекты ППД	тыс. руб./скв.
	- метанолопровод	млн руб./км
	- объекты энергетического хозяйства	тыс. руб./скв.
	- автомобильные дороги (внутрипромысловые и подъездные, включая мосты и переправы)	тыс. руб./скв. (млн руб./км)
	- связь, комплексная автоматизация и корпоративные вычислительные сети	тыс. руб./скв.
	- объекты инфраструктуры (БПО, ВЖК, ДП, ПВО, водозабор)	млн руб.
	- объекты экологии и промышленной безопасности (природоохранные объекты)	млн руб.
1.6	Затраты на МУН/МУГ/МУК	тыс. руб./опер.
1.7	Внешняя инфраструктура (трубопроводы подключения и прочие объекты)	
	- трубопровод (протяженность, диаметр, мощность)	млн руб./км

Данная методика используется в проектировочных организациях нефтегазовых компаний, в частности в АО «ТомскНИПИнефть», при технико-экономическом обосновании разработки месторождений. Динамика финансирования предполагает распределение капитальных вложений во времени в соответствии с графиком реализации проекта. В рамках учебного процесса присутствует допущение, что капитальные вложения по предлагаемому проекту – комплексному объекту – осуществляются в течение одного года – в первый год. В нефтегазовых компаниях обустройство, разработка и эксплуатация месторождения УВС рассматривается как комплексный объект: это совокупность зданий, сооружений и коммуникаций, объединенных общим технологическим назначением и территориальным расположением, что определяет последовательность формирования капитальных вложений.

На предпроектной стадии формируется 2 график-макета для оценки капитальных вложений, стоимостными источниками которых являются:

1) перечень базовых элементов обустройства месторождений (кустовые площадки, подготовка УВС, транспорт УВС, генерация и передача электроэнергии, социально-бытовые объекты, трубопроводы, автодороги, выкидные линии) с учетом различной детализации оценки капитальных вложений;

2) скорректированный график-макет, в котором усредненный базовый график-макет посредством матрицы индексов скорректирован с учетом особенностей регионов строительства, добывающих предприятий и уникальных характеристик комплексного объекта.

Кроме того, при формировании динамики разработки месторождения и освоения залежей УВС стоимостные характеристики материально-технических ресурсов (далее – МТР) проекта могут быть скорректированы с учетом индексов инфляции. Как правило, индексы инфляции принимаются в проекте по одному из двух источников информации:

1) прогнозные данные Министерства экономического развития РФ, которые рассматриваются в качестве макроэкономических параметров проекта [6];

2) данные, предоставляемые заказчиком для оценки проекта.

Капитальные вложения рассчитываются по основным направлениям затрат: эксплуатационное бурение, промысловое обустройство. Исходные данные для оценки проектных технологических решений в нефтегазовых компаниях рассчитываются на основе информационных баз компаний. В технологических схемах разработки месторождений или в дополнениях к технологической схеме разработки месторождений исходные данные представляются по принципу удельности затрат. Данный методический подход также приемлем, например, в случае если предлагается ГТМ с целью освоения остаточных запасов посредством бурения дополнительных скважин на участке недр. Студенту необходимо собрать нужные позиции для реализации ГТМ, предлагаемого в ВКР, из перечня табл. 1, а затем сформировать собственную таблицу. Пример представлен в табл. 2.

Прочие капитальные вложения рассчитываются как 10 % от итоговой величины затрат на промысловое обустройство месторождений. Природоохранные мероприятия – как 5 % от суммы итоговых затрат на промысловое обустройство и бурение. Итоговая сумма капитальных вложений представляет собой сумму затрат на бурение, промысловое обустройство, природоохранные мероприятия и прочие капитальные вложения. Далее формируется сводная таблица, в которой учитываются количественные параметры на основе единичных расценок табл. 1 и параметров ГТМ, предлагаемого студентом. Для удобства работы в Excel желательно указанную таблицу представить в горизонтальном направлении согласно примеру, показанному в табл. 2. Стоимостные расценки для оценки капитальных вложений по предлагаемому проекту студенты должны согласовать с руководителями технологической и преддипломной практик от предприятия.

2. Методика оценки капитальных вложений, основанная на применении рыночных расценок

Данный способ расчета используется зачастую при оценке экономической эффективности локального ГТМ, например, при проведении ГРП, обработки призабойной зоны пласта. Рассчитывая капитальные вложения при проведении ГТМ, данные по материалам и оборудованию можно оформить как в примере (табл. 3). В табл. 3 представлена стоимость материалов и оборудования технико-коммерческого предложения (далее – ТКП) на проведение ГРП. Помимо материалов и оборудования к капитальным вложениям относится стоимость услуг специалистов, занятых в проведении ГРП, которая формируется посредством расчета фонда оплаты труда.

В ТКП могут быть заложены и иные услуги специалистов, которые, согласно договоренности между заказчиком и подрядчиком, могут не оплачиваться в случае некачественного исполнения подрядной организацией. В ТКП могут быть заложены также другие возмещаемые затраты, например, транспортные услуги или организация питания. Полученная стоимость корректируется посредством прибавления исчисленного налога на добавленную стоимость (далее – НДС) в размере 20 %, что дает итоговую стоимость проведения ГРП.

Таблица 2

Капитальные затраты на разработку эксплуатационных объектов, тыс. руб.

Годы	Бурение	Промысловое обустройство								Итого промобустройство	Внешняя инфраструктура	Природоохранные объекты	Прочие капитальные затраты	ИТОГО капитальные затраты
		Строительство и обустройство кустов скважин	Сбор и транспорт УВС	Технологическая подготовка	Система ППД/защиты газа	Электрообеспечение	Автодороги	Связь и автоматизация	Объекты материально-технического обеспечения (МТО)					
1														
2														
n														
ИТОГО														

Таблица 3

Выдержка ТКП на проведение ГРП на X месторождении

№ п/п	Наименование работы, услуги	Ед. изм.	Объем работ (услуг)	Стоимость без НДС, руб./ед. за ед.	Итого стоимость без НДС, руб.
1	Материалы и оборудование, в том числе				
1.1	Пакер-подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая не вращаемая в комплекте с подвесной пробкой, продавочной пробкой, полированной воронкой – 178 x 114 мм	шт.	1,00		
1.2	Муфта посадочная, типоразмер 114 мм	компл.	1,00		
1.3	Муфта активационная со срезным седлом в комплекте с шаром, типоразмер 114 мм	компл.	1,00		
1.4	Клапан обратный 114 мм	шт.	1,00		
1.5	Башмак свободновращающийся с обратным клапаном, типоразмер 114 мм	шт.	1,00		
1.6	Центратор цельный рессорный с фиксирующими кольцами 114 мм**	шт.	140,00		

№ п/п	Наименование работы, услуги	Ед. изм.	Объем работ (услуг)	Стоимость без НДС, руб./ед. за ед.	Итого стоимость без НДС, руб.
2	Оказание услуг по технологическому сопровождению крепления скважин хвостовиком со сплошным цементированием с последующим проведением ГРП	скв. опер.			
2	Услуги, в том числе				
2.1	Инженерное сопровождение монтажа, спуска, активации, отстыковки, процесса цементирования, опрессовки пакера пакер-подвески согласно Техническому заданию, предоставление в аренду установочного инструмента от пакер-подвески хвостовика и его вывоз с кустовой площадки (включает в себя затраты на транспортировку персонала на место проведения работ и обратно)	опер.	1,00		
2.2	Инженерное сопровождение монтажа, активации и опрессовки, разъединения и демонтажа стингера, вывоз отработанного стингера и установочного инструмента с кустовой площадки (включает в себя затраты на транспортировку персонала на место проведения работ и обратно; аренду / использование стингера и якоря стингера)*	опер.	3,00		
3	Иные расходы				
3.1	Инженерное сопровождение монтажа, активации, опрессовки и разъединения транспортной колонны от ремонтного пакера (не оплачивается в случае ликвидации брака по вине Подрядчика, включает в себя затраты на транспортировку инженера на место проведения работ и обратно, затраты на предоставление ремонтного пакера)	опер.	1,00		
3.2	Ремонтный пакер для хвостовика диаметром 114,3 мм (предоставляется безвозмездно в случае не герметичности пакера пакер-подвески)	шт.	1,00		
4	Налоги				
4.1	НДС 20 %		руб.		16 246,40
5	Общая стоимость услуг				
5.1	ИТОГО стоимость оказываемых работ/услуг		руб.		81 232,00
5.2	НДС 20 %		руб.		16 246,40
5.3	Стоимость ГРП с НДС		руб.		97 478,40

3. Методика, основанная на применении сметных расценок

Данная методика также приемлема при оценке экономической эффективности локального ГТМ. Источником для формирования данных по объему капитальных вложений в части оборудования и материалов могут служить сборники Федеральных единичных расценок (далее – ФЕР) [7], Территориальных единичных расценок (далее – ТЕР) [8], Территориальные сборники сметных норм и расценок (ТСЦ) [9], позиции из которых являются результатом выбора на основании характеристик комплексного объекта. Также можно использовать Сборник сметных цен на Машины и механизмы [10], Сборник сметных цен на Материалы [11], Сборник сметных цен на Оборудование [12].

Таблица данной формы размещается студентом в приложении. К планируемой цене МТР применяется соответствующий индекс-дефлятор – показатель, используемый для пересчета текущего уровня цен в прогнозный уровень цен и отражающий относительное отклонение показателей прогнозируемого периода по отношению к предыдущему периоду. Применяется в случае, если закупка МТР осуществляется по проекту не однократно, а ежегодно в течение периода реализации проекта. Индекс-дефлятор (индекс потребительских цен) определяется Минэкономразвития РФ [13, 14]. Он публикуется ежегодно в конце сентября в Прогнозах социально-экономического развития РФ [6].

При формировании таблицы с оборудованием и материалами необходимо выполнить группировку с целью обеспечения правильности расчета денежного потока в последующем.

Основные средства – это материальные активы, которые нефтегазовая компания содержит с целью использования в процессе производства, поставки товаров, предоставления услуг, сдачи в аренду другим лицам или для осуществления административных и социально-культурных функций в течение периода, превышающего 12 месяцев.

Можно выделить три основных условия, согласно которым приобретаемая техника относится к основному средству, на которое начисляется амортизация:

- 1) срок службы – более 1 года (12 месяцев);
- 2) стоимость ≥ 100 тыс. руб. (ст. 256 НК РФ);
- 3) входит в общероссийский классификатор основных фондов [15].

Основные средства принимаются к учету по первоначальной стоимости, т. е. определяемой как общая сумма связанных с этим объектом капитальных вложений. Согласно НК РФ (ст. 257) первоначальная стоимость основного средства определяется как сумма расходов на его приобретение, сооружение, изготовление, доставку и доведение до состояния, в котором оно пригодно для использования, за исключением

НДС и акцизов. На материалы амортизация не начисляется. Они входят в капитальные вложения по стоимости.

После закупки оборудования и материалов осуществляется их доставка, что влечет транспортные расходы, которые можно рассчитать следующими способами.

1. Отнести их к контрагентным услугам и исходить из цены, указанной контрагентом.

2. Исчислить как определенный процент от стоимости приобретения. Для оборудования транспортные расходы могут определяться в размере до 3 % от отпускной цены согласно п. 91 Методики [16].

3. Рассчитать, исходя из тоннажа оборудования, расстояния и стоимости транспортировки на 1 км [17]:

$$C_{\Gamma} = \frac{\left(\frac{P_{\Gamma} \times 2}{C} \times 60 + B_{\text{пр}}\right) \times C_{\text{цэ}}}{\Gamma_{\text{р}} \times K_{\Gamma}} + H_{\text{р}} + C_{\text{п}}. \quad (1)$$

В формуле (1) P_{Γ} – плечо перевозки грузов для транспортных средств данного вида и данной грузоподъемности, км; 2 – коэффициент, учитывающий расстояние обратного (порожного) пробега; C – скорость перемещения транспортного средства в среднем за год, км/ч.

Показатель скорости перемещения автомобильного транспорта (C) принимается:

- при доставке грузов по городским дорогам – 24 км/ч;
- при доставке грузов по дорогам, не относящимся к городским, – 49 км/ч.

60 – перевод времени перемещения транспортного средства в минуты, мин./ч.

$B_{\text{пр}}$ – суммарное время загрузки транспортного средства с максимальным использованием его грузоподъемности и объема кузова и полной разгрузки груза, мин.

$C_{\text{цэ}}$ – сметная цена на эксплуатацию транспортного средства, руб./маш.-ч. Для ее определения необходимо использовать сметные цены на эксплуатацию машин и механизмов в базисном уровне цен согласно приложению к приказу Минстроя № 1046/пр от 30 декабря 2021 г. [18].

$\Gamma_{\text{р}}$ – паспортная грузоподъемность транспортного средства с учетом требований по весовым и габаритным ограничениям для тяжеловесных и (или) крупногабаритных грузов, установленных законодательством РФ, т.

K_{Γ} – коэффициент использования транспортного средства по его грузоподъемности в зависимости от характера груза, его удельной плотности, конструктивной специфики и т. п. Коэффициент принимается по данным табл. 4.

H_p – накладные расходы, руб. Принимаются в размере 94 % от фонда оплаты труда водителей [19, 20].

C_{Π} – сметная прибыль, руб. Принимается в размере 61 % от фонда оплаты труда водителей [19, 20].

Пример расчета

Исходные данные

P_{Π} – перевозка на расстояние 30 км.

C – 49 км/ч.

$V_{\Pi p}$ определяем на основе 80 мин.

$C_{\text{ЦЭ}}$ – автомобили-самосвалы, грузоподъемность до 15 т, 845 руб./маш. ч (в том числе заработная плата 361 руб./ч).

G_p – 15 т.

K_g – 0,85.

$$C_{\text{т}} = \frac{\left(\frac{30 \times 2}{49} \times 60 + 80\right) \times 845}{15 \times 0,85} + (361 \times 0,94) + (361 \times 0,61) = 10730,66.$$

Таблица 4

Коэффициенты использования грузоподъемности транспортного средства при полной загрузке кузова (K_g) [21]

Коэффициенты использования грузоподъемности транспортного средства при полной загрузке кузова (K_g) Класс грузов	Коэффициент использования грузоподъемности транспортного средства K_g
1	1,0
2	0,85
3	0,60
4	0,45

Оценка затрат на строительно-монтажные работы (далее – СМР) и пуско-наладочные работы (далее – ПНР) проводится посредством:

1) отнесения к контрагентным услугам с учетом действительных расценок (Либо принять в объеме 10 % от стоимости оборудования.);

2) использования сборников Государственных элементных сметных норм на ПНР [22], ФЕР, ТЕР, Единичных норм и расценок (далее – ЕНиР) [23].

Несмотря на то, что ЕНиР не являются действующими сборниками, ими продолжают пользоваться. Минстрой рассматривает возвращение данных сборников в нормативное поле. Использование указанных сборников базируется на знании студентом пооперационной последовательности производственного процесса по проекту.

Таким образом, при формировании капитальных вложений в вашем инвестпроекте необходимо учитывать фактические затраты на МТР и приобретение нематериальных активов. Итоговая таблица по капитальным вложениям включает все исчисленные позиции (табл. 5). Стоимость ПИР может быть рассчитана согласно [24]. Отнесение затрат к капитальным вложениям регламентируется Корпоративной учетной политикой для целей бухгалтерского учета Компании. Решения о реализации любых капитальных вложений относятся, как правило, к области ответственности процесса «Управление инвестициями».

Таблица 5

Капитальные вложения при проведении ГТМ

№	Название	Ед. изм.	Стоимость
1	ПИР	тыс. руб.	1
2	МТР, в том числе (сумма: а + б)	тыс. руб.	11000
	а) основные средства, на которые начисляется амортизация	тыс. руб.	10500
	б) материалы	тыс. руб.	500
3	Нематериальные активы (патенты, лицензии)	тыс. руб.	–
4	СМР, ПНР	тыс. руб.	1100
5	Капитальные вложения (инвестиции) (сумма: 1 + 2+ 3 + 4)	тыс. руб.	12101

Таким образом, расчет капитальных вложений отражает экономическую сущность производительных сил, формируемых орудиями труда, предметами труда и человеческим капиталом, т. е. это та совокупность элементов, которая необходима для создания продукции или оказания услуги.

2. Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты при добыче нефти и газа согласно п. 5.5.9 Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья включают текущие затраты, налоги и прочие платежи, относимые к себестоимости добываемой продукции, и амортизационные отчисления [5]. Согласно п. 6.12.1.3 указанных Правил удельные текущие затраты обосновываются по объектам-аналогам и (или) в соответствии со статьями калькуляции на основе сметы затрат или по элементам затрат. При определении текущих затрат по статьям калькуляции учитываются

- расходы на энергию при извлечении жидкости (при добыче нефти);

- расходы по искусственному воздействию на пласт, расходы по сбору и внутрипромысловому транспорту УВС;
- расходы по технологической подготовке УВС;
- расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;
- общехозяйственные и общепроизводственные затраты;
- ГТМ на прирост добычи;
- МУН, и (или) МУГ, и (или) МУК.

При определении текущих затрат по элементам затрат учитываются материальные затраты, затраты на капитальный ремонт, расходы на оплату труда производственного промыслового персонала, расходы на отчисления на социальное страхование производственного промыслового персонала, общехозяйственные и общепроизводственные затраты (табл. 6).

Таблица 6

Эксплуатационные затраты

2	Эксплуатационные затраты:		Ед. изм.
2.1	Добыча УВС:		
	газовый промысел		руб./1000 м ³
	газоконденсатный промысел		руб./1000 м ³
	нефтяной промысел		
	расходы на энергию по извлечению жидкости		руб./т жидкости
2.2	Расходы по искусственному воздействию на пласт		
	закачки рабочего агента		руб./м ³
	затраты на обслуживание нагнетательной скважины		тыс. руб./скв.
2.3	Сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа:		
	газовый промысел		руб./1000 м ³
	газоконденсатный промысел	газ	руб./1000 м ³
		конденсат	руб./т конденсата
	нефтяной промысел	нефтедержащая жидкость	руб./т жидкости
		газ	руб./1000 м ³
2.3	технологическая подготовка УВС:		
	газовый промысел		руб./1000 м ³
	газоконденсатный промысел,	газ	руб./1000 м ³
		конденсат	руб./т конденсата
	нефтяной промысел		руб./т нефти
2.4	Затраты на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования:		
	обслуживание скважин (по типам)		тыс. руб./ДФС
	капитальный ремонт		тыс. руб./ДФС
2.5	Удельная численность ППП		чел/ДФС
2.6	Среднемесячная заработная плата 1 работающего (ППП)		тыс. руб./чел.
2.7	Общехозяйственные и общепроизводственные затраты:		

Окончание табл. 6

2	Эксплуатационные затраты:	Ед. изм.
2.7	затраты на АУП	тыс. руб./ДФС (млн руб./год)
	прочие	тыс. руб./ДФС (млн руб./год)
2.8	Затраты на содержание инфраструктуры внешнего транспорта:	
	переменные	руб./ед. УВС
	постоянные	млн руб./год
2.9	Затраты на применение МУН/МУГ/МУК	тыс. руб./опер.
2.10	Стоимость ГРП на действующем фонде скважин (указать тип)	тыс. руб./скв.-опер.
2.11	Стоимость ОПЗ	тыс. руб./скв.-опер.
2.12	Стоимость РИР	тыс. руб./скв.-опер.
2.13	Потокоотклоняющие технологии	тыс. руб./скв.
2.14	Перфорация	тыс. руб./скв.-опер.
2.15	Гидродинамические методы	тыс. руб./скв.-опер.
2.16	Затраты на вывод скважин из консервации	тыс. руб./скв.
2.17	Перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд	тыс. руб./скв.
2.18	Перевод скважин на другой горизонт	тыс. руб./скв.
2.19	Стоимость прочих ГТМ	тыс. руб./скв.-опер.
2.20	Ликвидация скважины (внереализационные расходы)	тыс. руб./скв.

При проектировании разработки месторождений ГТМ, МУН (МУГ, МУК) данные виды затрат относятся к эксплуатационным.

Если инвестиционным проектом является проведение ГТМ, то затраты на его проведение относятся к капитальным вложениям, а для расчета эксплуатационных затрат используются данные пп. 2.1–2.8 табл. 6. Данные по стоимости ГТМ, в частности ГРП, можно найти на сайте Ростендера [25].

В дополнительных данных указываются норма амортизационных отчислений, рассчитываемых нелинейным способом, и оплата штрафа за сжигание ПНГ (табл. 7). В проектах, рассчитываемых для организационно-экономического раздела, как правило, данные по плате за негативное воздействие на окружающую среду не используются, за исключением случаев, когда в ВКР рассматриваются технико-технологические решения, направленные на снижение выбросов парниковых газов посредством утилизации ПНГ.

Налоговые платежи, такие как земельный, водный, транспортный, рекомендуется принимать в объеме 1,5 % от годовой стоимости товарной продукции.

Таблица 7

Дополнительные данные для расчета эксплуатационных затрат

3	Дополнительные данные:	Ед. изм.
3.1	Плата (штраф) за сжигание ПНГ < 5 %	руб./1000 м ³
3.2	Плата (штраф) за сжигание ПНГ > 5 %	руб./1000 м ³
3.3	Норма амортизационных отчислений (годовая):	
	- скважины	%
	- объекты обустройства	%
	- объекты внешнего транспорта	%
	- оборудование, не входящее в смету строек	%
3.4	Налоги	%
	Налог на имущество организаций	2,2 %
	Прочие налоги (земельный, водный, транспортный)	1,5%
	Налог на добычу полезных ископаемых (далее – НДСПИ) в части нефти, газового конденсата в части природного газа	руб./т руб./1000 м ³

3. Расчет амортизационных отчислений

Основные средства принимаются на баланс по первоначальной стоимости. Амортизация может начисляться согласно налоговому законодательству двумя способами:

- 1) линейный метод;
- 2) нелинейный метод.

Норма амортизации по каждому объекту амортизируемого имущества, согласно линейному методу, определяется по формуле (ст. 259.1 НК РФ) [26]:

$$K = \frac{1}{n} * 100\%, \quad (2)$$

где К – норма амортизации в процентах к первоначальной (восстановительной) стоимости объекта амортизируемого имущества; n – срок полезного использования данного объекта амортизируемого имущества, выраженный в месяцах.

Данная норма амортизации прикладывается к балансовой стоимости.

Сумма амортизации, начисленной нелинейным методом, определяется (ст. 259.2 НК РФ) по формуле:

$$A = B \times \frac{k}{100}, \quad (3)$$

где А – сумма начисленной за один месяц амортизации для соответствующей амортизационной группы (подгруппы); В – суммарный

баланс соответствующей амортизационной группы; k – норма амортизации для соответствующей амортизационной группы (табл. 8).

Таблица 8

Амортизационные группы для исчисления сумм амортизации нелинейным методом

Амортизационная группа	Норма амортизации (месячная), %
Первая	14,3
Вторая	8,8
Третья	5,6
Четвертая	3,8
Пятая	2,7
Шестая	1,8
Седьмая	1,3
Восьмая	1,0
Девятая	0,8
Десятая	0,7

Сумму начисленной за один месяц амортизации для каждой амортизационной группы определяют, исходя из произведения суммарного баланса соответствующей амортизационной группы на начало месяца и норм амортизации. Амортизационные отчисления за год определяются произведением 12 месяцев и амортизации за месяц.

В инвестиционных проектах используются годовые нормы амортизационных отчислений, рассчитываемых линейным методом, где n – количество лет полезного использования (срока службы) оборудования.

4. Расчет налога на имущество организаций

Налог на имущество организаций уплачивается в региональный бюджет по ставке 2,2 %, которая прикладывается к налогооблагаемой базе – среднегодовой стоимости имущества (ст. 375 НК РФ). Среднегодовая стоимость имущества за налоговый период определяется как частное от деления суммы, полученной в результате сложения величин остаточной стоимости имущества на 1-е число каждого месяца налогового периода и последнее число налогового периода, на количество месяцев в налоговом периоде, увеличенное на единицу. Налоговым периодом является 1 месяц (ст. 376 НК РФ). В инвестиционных проектах, как правило, используют данные по остаточной стоимости на начало и конец года. Пример и последовательность расчета представлены в табл. 9, где сделано допущение, что капитальные вложения осуществлялись в 2024 г. и основные средства были поставлены в конце года. Остаточная стоимость имущества на конец года и на начало следующего года одинаковая.

Совокупный доход государства при реализации проекта формируется от уплаты налогов. В проектах, которые рассматриваются студентами, в государственный бюджет поступает величина, равная сумме налога на имущество организаций, прочих налогов и налога на прибыль.

Таблица 9

Пример расчета налога на имущество организаций

№	Показатель	Ед. из.	2024	2025	2026	2027	2028
1	Балансовая стоимость	тыс. руб.		11600,0	11600,0	11600,0	11600,0
2	Амортизационные отчисления за год	тыс. руб.		700,0	700,00	700,00	700,00
3	Остаточная стоимость на начало года	тыс. руб.		11600,0	10900,0	10200,0	9500,0
4	Остаточная стоимость на конец года	тыс. руб.	11600	10900,0	10200,0	9500,0	8800,0
5	Среднегодовая стоимость (= (3 + 4) / 2)	тыс. руб.		11250,0	10550,0	9850,0	9150,0
6	Налог на имущество организации (= 5*7)	тыс. руб.		247,5	232,1	216,7	201,3
7	Ставка налогообложения	2,2 %					

5. Расчет налога на добычу полезных ископаемых по нефти

Ставка НДПИ в части нефти в рублях за тонну добытой обезвоженной, обессоленной и стабилизированной нефти рассчитывается по формуле:

$$\text{НДПИ}_{\text{нефть}} = K_{\text{ц}} \times 919 - D_{\text{м}}. \quad (4)$$

В формуле (4) $D_{\text{м}}$ – показатель, характеризующий особенности добычи нефти, – равен:

$$D_{\text{м}} = K_{\text{ндпи}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}} \times K_{\text{кан}}) - K_{\text{к}} - K_{\text{абдт}} - K_{\text{ман}}. \quad (5)$$

$$K_{\text{ндпи}} = 559;$$

$K_{\text{ц}}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент выработанности конкретного участка недр (доли);

K_3 – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;

K_d – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

$K_{дв}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи УВС;

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти;

$K_K = 428$;

$K_{АБДТ}$ характеризует действие демпферного механизма в части автомобильного бензина и дизельного топлива;

$K_{ман}$ характеризует влияние вывозной таможенной пошлины.

Все показатели рассчитываются в соответствии со ст. 342.5 НК РФ.

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (K_c), определяется в порядке, установленном п. 3 ст. 342 НК РФ, и рассчитывается как:

$$K_c = (Ц - 15) \times \frac{P}{261}, \quad (6)$$

где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс», \$/бар.; 15 – необлагаемый налоговый минимум – минимальная цена нефти сорта «Юралс», \$/бар.; Р – среднее значение за налоговый период курса доллара к российскому рублю, руб./\$.

Коэффициент K_3 согласно п. 3 ст. 342.5 НК РФ

а) принимается равным 1 в случае, если $V_3 \geq 5$ млн т и $C_{вз} > 0,05$, где V_3 – утвержденные начальные извлекаемые запасы нефти (в млн т), $C_{вз}$ – степень выработанности запасов конкретного участка недр, которая определяется как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (N) на начальные извлекаемые запасы нефти (V_3) конкретного участка недр;

б) рассчитывается по формуле в случае, если не выполняется вышеуказанное условие:

$$K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375. \quad (7)$$

Пример расчета представлен в табл. 10.

Таблица 10

Пример расчета коэффициента запасов нефти (K_3)

Коэффициент запасов (K_3)	Запасы, млн т	Степень выработанности ($C_{вз}$)
0,875	4	0,039

Значение коэффициента K_d принимается равным (п. 3–5 ст. 342.2):

1) 0,2 – при добыче нефти из конкретной залежи УВС с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 м;

2) 0,4 – при добыче нефти из конкретной залежи УВС с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 м;

3) 0,8 – при добыче нефти из конкретной залежи УВС, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;

4) 1 – при добыче нефти из прочих залежей УВС, не удовлетворяющих вышеуказанным условиям.

При применении K_d необходимо обязательное соблюдение геолого-производственных и технических условий, обозначенных в п. 6 ст. 342.2 НК РФ.

Значение коэффициента $K_{дв}$

1) принимается равным 1 в случае, если $K_d < 1$ и $C_v < 0,8$, где C_v – степень выработанности конкретной залежи УВС, определяемая как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на начальные извлекаемые запасы нефти $V_{дв}$;

2) рассчитывается по формуле в случае, если $K_d < 1$ и $1 \geq C_v \geq 0,8$:

$$K_{дв} = 3,8 - 3,5 \times \frac{N_{дв}}{V_{дв}}, \quad (8)$$

где $N_{дв}$ – накопленная добыча нефти по конкретной залежи УВС; $V_{дв}$ – начальные извлекаемые запасы нефти, млн т;

3) принимается равным 0,3 в случае, если $K_d < 1$ и $C_v > 1$;

4) принимается равным 1 в случае, если участок недр не содержит залежей УВС, для которых $K_d < 1$.

Коэффициент $K_{кан}$ принимается равным

1) 1;

2) 0 в случаях, если нефть добыта на участках недр, расположенных

- полностью или частично в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края;

- севернее Северного полярного круга полностью или частично в границах внутренних морских вод и территориального моря, на континентальном шельфе РФ;

- полностью или частично в Азовском, Черном, Каспийском, Охотском морях;

- полностью или частично на территории Ненецкого автономного округа, полуострове Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе;
- полностью или частично севернее 65°с.ш., полностью или частично в границах Ямало-Ненецкого автономного округа, за исключением участков недр, расположенных полностью или частично на территории полуострова Ямал в границах Ямало-Ненецкого автономного округа.

При этом по отношению к региону добычи в НК РФ (п. 4. ст. 342.5) обозначаются конкретные условия применения льготы, в частности, объем накопленной добычи нефти, степень выработанности участка недр, дата выдачи и срок лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи. Если данные условия не выполняются, то $K_{\text{КАН}}$ принимается равным 1.

Согласно Письму Федеральной налоговой службы № СД-4-3/4660@ от 18.03.2020 плательщики НДС при добыче нефти, не производящие бензин и (или) дизельное топливо, при определении величины показателя D_M в целях исчисления НДС обязаны рассчитывать коэффициент $K_{\text{АБДТ}}$ с учетом всех его составляющих показателей в общем порядке [27].

Коэффициент $K_{\text{АБДТ}}$ рассчитывается по формуле

$$K_{\text{АБДТ}} = 105 \times I_{\text{АБ}} + 92 \times I_{\text{ДТ}} + N_{\text{БУГ}} + N_{\text{ДФО}}. \quad (9)$$

$I_{\text{АБ}}$ – бинарный коэффициент для автомобильного бензина. $I_{\text{АБ}} = 0$, если $D_{\text{АБС_С}} \leq 0$; $I_{\text{АБ}} = 1$, если $D_{\text{АБС_С}} \geq 0$.

$$D_{\text{АБС_С}} = C_{\text{АБэксп}} - C_{\text{АБвр_с}}.$$

$C_{\text{АБэксп}}$ – средняя цена экспортной альтернативы для автомобильного бензина АИ-92 класса 5, рассчитанная в морских портах Северо-Западного федерального округа. Для расчета НДС при написании раздела ВКР можно использовать данные Федеральной антимонопольной службы (далее – ФАС), публикуемые в разделе «Показатели для вычета акциза».

$C_{\text{АБвр_с}}$ – условное значение средней оптовой цены реализации автомобильного бензина АИ-92 класса 5 на территории РФ, принимаемое равным 71472 руб./т на 2024 г., 75046 руб./т на 2025 г., 78798 руб./т на 2026 г. (ст. 200 НК РФ).

$I_{\text{ДТ}}$ – бинарный коэффициент для дизельного топлива. $I_{\text{ДТ}} = 0$, если $D_{\text{ДТ_С}} \leq 0$. $I_{\text{ДТ}} = 1$, если $D_{\text{ДТ_С}} \geq 0$.

$$D_{\text{ДТ_С}} = C_{\text{ДТэксп}} - C_{\text{ДТвр_с}}.$$

$C_{\text{ДТэксп}}$ – средняя цена экспортной альтернативы для дизельного топлива класса 5, рассчитанная в морских портах Северо-Западного федерального округа. Для расчета НДС при написании раздела ВКР можно использовать данные ФАС, публикуемые в разделе «Информационные системы», далее выбирайте «Показатели для вычета акциза».

$\Pi_{\text{ДТвр с}}$ – условное значение средней оптовой цены реализации дизельного топлива класса 5 на территории РФ, принимаемое равным 63814 руб./т на 2024 г., 67005 руб./т на 2025 г., 70355 руб./т на 2026 г. (ст. 200 НК РФ).

Поскольку в российской практике $D_{\text{АБС}_C}$ и $D_{\text{ДТ}_C}$ являются преимущественно положительными, за исключением нескольких месяцев 2022 г., $I_{\text{АБ}}$ и $I_{\text{ДТ}}$ принимают значения, равные 1.

$N_{\text{БУГ}}$ – коэффициент, характеризующий надбавку за изменение механизма демпфера с 2020 г.:

$$N_{\text{БУГ}} = (N_{\text{К_ДЕМП}} - C_{\text{К_ДЕМП}} - 0,5 \times K_{\text{К2021}}) \times (37,5/484) - 124, \quad (10)$$

где $N_{\text{К_ДЕМП}}$ рассчитывается по формуле

$$N_{\text{К_ДЕМП}} = (D_{\text{АБ}} \times K_{\text{АБ_КОМП}} + D_{\text{ДТ}} \times K_{\text{ДТ_КОМП}}) \times K_{\text{НВ}}. \quad (11)$$

Коэффициенты $K_{\text{АБ_КОМП}}$ и $K_{\text{ДТ_КОМП}}$ принимаются равными 0,68 и 0,65, соответственно. Показатели $D_{\text{АБ}}$ и $D_{\text{ДТ}}$ рассчитываются по следующим формулам, где $K_{\text{ВР}} = 1$:

$$D_{\text{АБ}} = (\Pi_{\text{АБэксп}} - \Pi_{\text{АБвр}}) \times K_{\text{ВР}}, \quad (12)$$

$$D_{\text{ДТ}} = (\Pi_{\text{ДТэксп}} - \Pi_{\text{ДТвр}}) \times K_{\text{ВР}}. \quad (13)$$

$\Pi_{\text{АБвр}}$ – условное значение средней оптовой цены реализации автомобильного бензина АИ-92 класса 5 на территории РФ, принимаемое равным 58650 руб./т на 2024 г., 60450 руб./т на 2025 г., 62300 руб./т на 2026 г. (ст. 200 НК РФ).

$\Pi_{\text{ДТвр}}$ – условное значение средней оптовой цены реализации дизельного топлива класса 5 на территории РФ, принимаемое равным 55500 руб./т на 2024 г., 57200 руб./т на 2025 г., 58950 руб./т на 2026 г. (ст. 200 НК РФ).

$K_{\text{НВ}} = 1,3$ в 2025–2026 гг., $K_{\text{НВ}} = 1$ с 1 января 2027 г.

$C_{\text{К_ДЕМП}}$ – коэффициент, характеризующий демпфер до 2020 г. Определяется по формуле:

$$C_{\text{К_ДЕМП}} = (D_{\text{АБ}_C} + \Phi_{\text{АБ}} + D_{\text{ДТ}_C} + \Phi_{\text{ДТ}}) \times (1/2). \quad (14)$$

При этом:

$\Phi_{\text{АБ}} = 5600$, если $D_{\text{АБ}_C} > 0$,

$\Phi_{\text{АБ}} = 0$, если $D_{\text{АБ}_C} \leq 0$,

$\Phi_{\text{ДТ}} = 5000$, если $D_{\text{АБ}_C} > 0$,

$\Phi_{\text{ДТ}} = 0$, если $D_{\text{АБ}_C} \leq 0$.

$K_{\text{К}_2021}$ – коэффициент, характеризующий корректировку демпфера в 2021 г.:

$$K_{\text{К}_2021} = (\Pi_{\text{АБвр}_2021} - \Pi_{\text{АБвр}}) \times K_{\text{АБ_КОМП}} + (\Pi_{\text{ДТвр}_2021} - \Pi_{\text{ДТвр}}) \times K_{\text{ДТ_КОМП}}. \quad (15)$$

$\Pi_{\text{АБвр}_2021}$ – условное значение средней оптовой цены реализации автомобильного бензина АИ-92 класса 5 на территории РФ до

корректировки демпфера 2021 г., принимаемое равным в 2024 г. 65000 руб./т, в 2025 г. – 68300 руб./т, в 2026 г. – 71700 руб./т.

$\Pi_{\text{ДТВр}_2021}$ – условное значение средней оптовой цены реализации дизельного топлива класса 5 на территории РФ до корректировки демпфера 2021 г., принимаемое равным в 2024 г. 58700 руб./т, в 2025 г. – 61700 руб./т, в 2026 г. – 64800 руб./т.

Если рассчитанное значение $N_{\text{БУГ}} \leq 0$, то используется при расчете ставки НДС $N_{\text{БУГ}} = 0$.

Коэффициент $N_{\text{ДФО}}$, характеризующий дальневосточную надбавку, определяется по следующей формуле:

$$N_{\text{ДФО}} = D_{\text{ДВ_АБ}} \times (2/484) + D_{\text{ДВ_ДТ}} \times (3,7/484), \quad (16)$$

где

$$D_{\text{ДВ_АБ}} = D_{\text{АБ}} + 2000, \quad (17)$$

$$D_{\text{ДВ_ДТ}} = D_{\text{ДТ}} + 2000. \quad (18)$$

Если при расчете полученные значения $D_{\text{ДВ_АБ}} > 2000$ и $D_{\text{ДВ_ДТ}} > 2000$, то для дальнейшего исчисления применяются следующие значения: $D_{\text{ДВ_АБ}} = 2000$ и $D_{\text{ДВ_ДТ}} = 2000$. Если полученные значения $D_{\text{ДВ_АБ}} < 0$ и $D_{\text{ДВ_ДТ}} < 0$, то для дальнейшего исчисления применяются следующие значения: $D_{\text{ДВ_АБ}} = 0$ и $D_{\text{ДВ_ДТ}} = 0$.

$K_{\text{МАН}}$ – коэффициент, характеризующий влияние вывозной таможенной пошлины, – рассчитывается по формуле

$$K_{\text{МАН}} = \text{ЭП} \times P \times K_{\text{КОР}} - \text{ФМ}. \quad (19)$$

ЭП – коэффициент экспортной пошлины – рассчитывается по формуле:

$$\text{ЭП} = 29,2 + 0,3 \times (\Pi_{\text{Т}} - 182,5), \quad (20)$$

где 29,2 – минимальная ставка экспортной пошлины, \$/т; $\Pi_{\text{Т}}$ – средняя цена на нефть сорта «Юралс», \$/т.

P – курс доллара США, руб.

$K_{\text{КОР}} = 1$ с 1 января 2024 г.

ФМ рассчитывается по формуле:

$$\text{ФМ} = (\Pi - \text{ЭП} \times (1 - K_{\text{КОР}})) \times P, \quad (21)$$

где Π – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, \$/т.

Согласно ФЗ «О таможенном тарифе» [28] ставки вывозных таможенных пошлин на нефть сырую не должны превышать величину, равную произведению корректирующего коэффициента и предельной ставки пошлины:

$$\Pi = K_{\text{КОРРЕКТ}} \times (29,2 + 0,3 \times (\Pi_{\text{Т}} - 182,5)). \quad (22)$$

Корректирующий коэффициент $K_{\text{КОРРЕКТ}} = 0$ с 1 января 2024 г.

Таким образом, $\Pi = 0$ при любых значениях цены на нефть сырую, следовательно, $\text{ФМ} = 0$.

Коэффициент $K_{\text{МАН}}$ может принимать значение, равное 0, для новых морских месторождений при соблюдении ряда условий.

Отрицательное значение показателя D_M принимает положительное значение, увеличивая ставку НДС при применении правил математического исчисления. Данный подход был заложен целенаправленно, согласно большому налоговому маневру, предусматривающему снижение налоговой нагрузки на нефтегазоперерабатывающий комплекс и усиление на добычной сегмент. Таким образом, если при расчете ставки НДС получено значение

- 1) $D_M \geq 0$, то $919 \times K_{\text{Ц}} - D_M$,
- 2) $D_M < 0$, то $919 \times K_{\text{Ц}} + D_M$.

6. Расчет налога на добычу полезных ископаемых в части природного газа

НДС в части природного газа рассчитывается по формуле:

$$\text{НДС}_{\text{газ}} = (35 \times E_{\text{УТ}} \times K_{\text{С}}) + T_{\text{Г}} + K_{\text{КГ}}. \quad (23)$$

35 – ставка НДС, равная 35 руб./1000 м³ при добыче газа горючего природного из всех видов месторождений УВС;

$E_{\text{УТ}}$ – единица условного топлива;

$K_{\text{С}}$ – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи УВС;

$T_{\text{Г}}$ – показатель, характеризующий расходы на транспортировку газа горючего природного;

$K_{\text{КГ}} = 285$ с 01.07.2024 по 30.06.2025 включительно;

$K_{\text{КГ}} = 305$ с 01.07.2025.

Единица условного топлива рассчитывается по формуле

$$E_{\text{УТ}} = \frac{0,15 \times K_{\text{ГП}} \times (\text{Ц}_{\text{Г}} \times D_{\text{Г}} + \text{Ц}_{\text{К}}(1 - D_{\text{Г}}))}{(1 - D_{\text{Г}}) \times 42 + D_{\text{Г}} \times 35}, \quad (24)$$

где $\text{Ц}_{\text{Г}}$ – цена природного газа, руб./1000 м³; $D_{\text{Г}}$ – коэффициент, характеризующий долю добытого природного газа в общем количестве природного газа и газового конденсата, добытых на участке недр, содержащем залежь УВС; $\text{Ц}_{\text{К}}$ – цена газового конденсата; $K_{\text{ГП}}$ – коэффициент, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива, может принимать значение, равное 1,4441, при соблюдении ряда условий (ст. 342.4 НК РФ), или равное 1.

Для целей написания организационно-экономического раздела предлагается использовать значение, равное 1.

$\text{Ц}_{\text{Г}}$ определяется по формуле:

$$\text{Ц}_Г = \text{Ц}_В \times \text{О}_В + \text{Ц}_Э \times (1 - \text{О}_В), \quad (25)$$

где $\text{Ц}_В$ – средняя по Единой системе газоснабжения (далее – ЕСГ) расчетная цена на газ, поставляемый потребителям РФ (кроме населения); данные по значениям $\text{Ц}_В$ получают на сайте ФАС, в разделе «Информационные системы», посредством выбора вкладки «Расчет налога на добычу полезных ископаемых (газа горючего)» [29]. Определяется по формуле

$$\text{Ц}_В = 5337 \times \text{К}_{\text{ОПТИНД}}. \quad (26)$$

$\text{К}_{\text{ОПТИНД}}$ – коэффициент индексации, рассчитываемый в соответствии с Правилами определения коэффициента индексации средней по ЕСГ расчетной цены на газ горючий природный, поставляемый потребителям РФ (кроме населения) [30]:

$$\text{К}_{\text{ОПТИНД}} = \frac{\text{Ц}_{\text{ОПТНН}}}{5313} - \text{К}_{01}. \quad (27)$$

$\text{Ц}_{\text{ОПТНН}} = 4664 \text{ руб./1000 м}^3 \text{ газа с 1 июля 2021 г. [31].}$

$\text{К}_{01} = 0,01$ с 1 июля 2024 г. по 30 июня 2025 г. включительно.

$\text{К}_{01} = 0,02$ с 1 июля 2025 г.

$\text{О}_В$ – коэффициент, характеризующий долю реализации газа потребителям РФ в общем объеме реализованного организацией газа, – может принимать значение 0,64 и 1 (ст. 342.4 НК РФ). Для целей написания раздела организационно-экономического раздела предлагается использовать значение, равное 1.

$\text{Ц}_Э$ – расчетная цена природного газа при поставках за пределы территорий государств – участников СНГ. С учетом математического исчисления и принятого решения по $\text{О}_В$ значения $\text{Ц}_Г$ в формуле (25), значение $\text{Ц}_Г = \text{Ц}_В$.

$\text{Д}_Г$ рассчитывается по формуле

$$\text{Д}_Г = \frac{35 \times \Gamma_0}{35 \times \Gamma_0 + 42 \times \text{К}_0}. \quad (28)$$

Γ_0 – количество добытого за истекший налоговый период на участке недр газа горючего природного (за исключением попутного нефтяного газа, далее – ПНГ), тыс. м^3 .

К_0 – количество добытого за истекший налоговый период на участке недр газового конденсата, т.

$\text{Ц}_К$ – цена газового конденсата – рассчитывается по формуле:

$$\text{Ц}_К = (\text{Ц} \times 8 - \text{П}_Н) \times \text{Р}. \quad (29)$$

$\text{П}_Н$ – условная ставка вывозной таможенной пошлины на газовый конденсат:

$$\text{П}_Н = 29,2 + 0,59 \times (\text{Ц}_Г - 182,5). \quad (30)$$

Коэффициент сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи УВС ($\text{К}_С$) принимается равным

минимальному значению из значений коэффициентов $K_{ВГ}$, K_R , $K_{ГЗ}$, $K_{АС}$, $K_{ОРЗ}$.

$K_{ВГ}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов газа конкретного участка недр ($C_{ВГ}$), содержащего залежь УВС. Условия применения зависят от степени выработанности:

- 1) если $C_{ВГ} < 70 \%$, то $K_{ВГ} = 1$;
- 2) если $C_{ВГ} > 90 \%$, то $K_{ВГ} = 0,5$;
- 3) если $70 \% < C_{ВГ} \leq 90 \%$, то $K_{ВГ}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{ВГ} = 2,75 - 2,5 \times C_{ВГ}. \quad (31)$$

K_R – коэффициент, характеризующий географическое расположение участка недр, содержащего залежь УВС. Условия льготного применения определяются местоположением участка недр, обозначены в пп. 9 ст. 342.4 НК РФ. При написании организационно-экономического раздела предлагается использовать значение, равное 1.

$K_{ГЗ}$ – коэффициент, характеризующий глубину залегания залежи УВС:

- 1) если $H \leq 1700$ м, то $K_{ГЗ} = 1$;
- 2) если $1700 \text{ м} < H \leq 3300$ м, то $K_{ГЗ} = 0,64$;
- 3) если $H > 3300$ м, то $K_{ГЗ} = 0,5$ при добыче газового конденсата;
- 4) если $H > 3300$ м, то $K_{ГЗ} = 0,5/K_{ГП}$ при добыче природного газа.

$K_{АС}$ – коэффициент, характеризующий принадлежность участка недр, содержащего залежь УВС, к региональной системе газоснабжения. Если участок недр является ресурсной базой исключительно для региональной системы газоснабжения, то $K_{АС} = 0,1$. В противном случае $K_{АС} = 1$.

$K_{ОРЗ}$ – коэффициент, характеризующий особенности разработки отдельных залежей участка недр. Льготное значение $K_{ОРЗ}$ принимается в отношении туронских продуктивных отложений (пп. 12 ст. 342.4 НК РФ). При написании организационно-экономического раздела предлагается использовать значение, равное 1.

$T_{Г}$ – показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа, – определяется по формуле:

$$T_{Г} = 0,5 \times T_p \times \frac{P_p}{100} \times \frac{1}{O_{Г}}. \quad (32)$$

P_p – среднее расстояние транспортировки природного газа по магистральным газопроводам, являющимся частью ЕСГ, выраженное в километрах, в пределах территории РФ организациями, не удовлетворяющими условиям принадлежности к ЕСГ.

$O_{Г}$ – коэффициент, определяемый как отношение количества добытого природного газа, за исключением ПНГ, организациями, удовлетворяющими условию принадлежности к ЕСГ, к количеству природного газа, добытого иными организациями.

T_p – разница между средним фактическим значением тарифа на услуги по транспортировке газа горючего природного по магистральным газопроводам, являющимся частью ЕСТ, в пределах территории РФ.

С учетом того, что T_p , согласно данным ФАС, принимается равным 0, то T_r в соответствии с правилами математического исчисления равен 0.

7. Расчет денежного потока

Общая формула денежного потока следующая:

$$CF_t = Net\ profit + Depreciation - Capital\ expenditure, \quad (33)$$

где CF_t – денежный поток за период времени t ; $Net\ profit$ – чистая прибыль; $Depreciation$ – амортизационные отчисления; $Capital\ expenditure$ – капитальные вложения.

Экономическим эффектом от реализации проекта является выручка, которая может быть получена за счет дополнительного объема добычи УВС:

$$Revenue = Q_{\text{доп}} \times Ц. \quad (34)$$

$Revenue$ – выручка, руб.

$Q_{\text{доп}}$ – дополнительный объем добычи нефти, газового конденсата (т), природного газа (1000 м³).

$Ц$ – цена, руб./т, руб./1000 м³.

Валовая прибыль определяется как разница между выручкой и эксплуатационными затратами:

$$Gross\ profit = Revenue - OPEX, \quad (35)$$

где $Gross\ profit$ – валовая прибыль, руб.; $Operating\ costs, OPEX$ – эксплуатационные (операционные) затраты, руб.

С учетом локальности проектов, представляемых студентами в организационно-экономическом разделе, прибыль до налогообложения принимается равной валовой прибыли. Для расчета налога на прибыль организаций ставка налога прикладывается к исчисленной валовой прибыли. Согласно ст. 284 НК РФ ставка налога на прибыль организаций составляет 20 % до 31 декабря 2024 г. Согласно ФЗ № 176-ФЗ от 12.07.2024 [32] с 01 января 2025 ставка налога на прибыль организаций составляет 25 %.

$$Income\ Tax = Gross\ profit \times 0,2, \quad (36)$$

где $Income\ tax$ – налог на прибыль организаций.

Чистая прибыль является разницей между валовой прибылью и налогом на прибыль организаций:

$$Net\ profit = Gross\ profit - Income\ Tax, \quad (37)$$

где *Net profit* – чистая прибыль, руб.

Последовательность расчета чистой прибыли представлена в табл. 11. При расчете есть допущения, что выручка в первый год является нулевой, т. к. в первый год идет освоение капитальных вложений.

Таблица 11

Расчет чистой прибыли по проекту

Показатели	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027
Капитальные вложения		377,61	0	0	0
Выручка	млн руб.	0	700,25	696,46	679,54
Текущие затраты	млн руб.	0	405,72	374,05	359,96
Валовая прибыль	млн руб.	0	294,52	322,40	319,58
Налог на имущество организаций	млн руб.	0	9,21	7,68	6,14
Налог на прибыль организаций	млн руб.	0	58,90	64,48	63,92
Итого налоги (доход государства)	млн руб.	0	68,11	72,16	70,06
Чистая прибыль	млн руб.	0	235,62	257,92	255,67

8. Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта по разработке продуктивного горизонта, залежи месторождения углеводородов

Оценка экономической эффективности по разработке продуктивного горизонта, залежи месторождения проводится в целях обеспечения рационального выбора ГТМ при разработке с использованием следующих показателей (рис. 1).

При проведении оценки экономической эффективности ГТМ рассчитывают основные показатели эффективности:

- чистая приведенная стоимость (NPV, Net present value), руб.;
- внутренняя норма доходности (IRR, Internal rate of return), %;
- простой срок окупаемости (PP, Payback Period), лет;

- дисконтированный срок окупаемости (DPP, Discounted payback period), лет;
- индекс рентабельности или доходности (PI, Profitability Index).

Статические	Динамические	Альтернативные
Учетная норма доходности, прибыли (Accounting Rate of Return, ARR)	Чистая приведенная стоимость (Net Present Value, NPV)	Скорректированная приведенная стоимость (Adjusted present value, APV)
Срок окупаемости (Payback Period, PP)	Внутренняя норма доходности (Internal Rate of Return, IRR)	Экономическая добавленная стоимость (Economic Value Added, EVA)
	Дисконтированный срок окупаемости (Discounted Payback Period, DPP)	Реальный опцион (Real Option)
	Индекс рентабельности, доходности (Profitability Index, PI)	

Рис. 1. Показатели оценки экономической эффективности инвестиционных проектов

NPV отражает разницу между всеми денежными притоками и оттоками, приведенными к текущему моменту времени (моменту оценки). Данный показатель отражает величину денежных средств, которую ожидается получить от реализации проекта после того, как денежные притоки окупят первоначальные инвестиции и периодические денежные оттоки, связанные с осуществлением проекта.

Чистая приведенная стоимость, или чистый дисконтированный доход (далее – ЧДД), рассчитывается по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{IC_t}{(1+i)^t}. \quad (38)$$

NPV – чистая приведенная стоимость, тыс. руб.;

i – ставка дисконтирования, % ($i = 20\%$);

IC – первоначальные инвестиции;

CF_t – чистый денежный поток без первоначальных инвестиций в период t (t от 0 до n);

n – период расчета денежных потоков, лет.

Критериями принятия решения о реализации являются следующие результаты, что позволяет учесть будущие инвестиционные риски на этапе оценки:

- $NPV > 0$ – проект следует принять;

- $NPV < 0$ – проект следует отвергнуть;
- $NPV = 0$ – проект требует доработки с целью принятия однозначного решения, т. к. нельзя сделать вывод о его прибыльности или убыточности.

Данный показатель обладает свойством аддитивности, т. е. NPV различных проектов можно суммировать. Критерий NPV предполагает, что средства, поступающие от реализации проекта, реинвестируются по выбранной ставке дисконтирования, как следствие, в целом представляются реалистичные предположения о ставке реинвестирования поступающих средств.

Недостатком данного показателя является наличие элемента неопределенности, т. к. на прогнозную величину поступлений влияет ряд различных факторов.

Для расчета данного показателя в программе Excel можно использовать функцию ЧПС (чистая приведенная стоимость), рассчитываемую по денежному потоку (табл. 12).

Таблица 12

Пример расчета NPV, IRR, PP, DPP, PI

№ строк и в Excel	Показатели	Ед. изм	2024	2025	2026	2027
A	B	C	D	E	F	G
3	Денежный поток CF	млн руб.	– 377,6 1	305,43	327,74	325,48
4	Накопленный денежный поток	млн руб.	– 377,6 1	–72,18	255,56	581,04
5	ЧДД	млн руб.	– 377,6 1	–123,09	104,51	292,87
6	ЧДД	млн руб.	292,8 7			
7	Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	65,09			
8	Срок окупаемости (простой)	годы	2,3			
9	Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	2,60			
10	Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	1,78			

Уравнение для исчисления NPV (ЧДД) записывается следующим образом:

$$= \$D\$3 + \text{ЧПС} (0,2; E3:G3).$$

0,2 – это ставка дисконтирования, принятая со значением 20 %. Цифра 3 означает номер строки в Excel.

Ставка дисконтирования в нефтегазовых компаниях принимается единой при оценке инвестиционных проектов. Она учитывает ключевую ставку Центрального банка России и условия производственной деятельности. Ставка изменяется. В настоящее время у большинства компаний она составляет 20 %.

Уравнение для расчета ежегодного дисконтированного денежного потока в ячейке E5 можно записать как:

$$= \$D\$5 + \text{ЧПС} (0,2; \$E\$5:E5).$$

Знак \$ означает закрепление этой позиции по столбцу, в противном случае согласно особенностям программы Excel происходит смещение по ячейкам для расчета. Таким образом, получение значения в ячейке F5 уравнение выглядит так:

$$= \$D\$5 + \text{ЧПС} (0,2; \$E\$5:F5).$$

При правильном проведении действий значения в ячейках G5 и D6 будут одинаковыми.

IRR представляет собой ставку дисконтирования (%), при которой чистый дисконтированный доход по инвестиционному проекту равен нулю:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{IC_t}{(1 + IRR)^t} = 0. \quad (39)$$

Правило IRR при принятии решений:

1) $IRR = i$, если $NPV = 0$. В этом случае проект требует доработки с целью принятия обоснованного решения;

2) чем выше величина IRR, тем больше экономическая эффективность инвестпроекта;

3) если $IRR > r$, где r – требуемая доходность инвестиций по проекту, барьерная ставка (hurdle rate), то проект обеспечивает положительную NPV и чистую доходность, равную IRR-г.

В научном поле выделяются такие достоинства данного показателя, как возможность

- сравнения проектов по уровню доходности;
- оценки запаса финансовой прочности проекта;
- сравнения проектов за пределами одного портфеля.

Недостатками использования критерия IRR являются:

- некорректность расчета при чередовании положительных и отрицательных значений денежного потока;
- невозможность получить точное значение IRR вследствие применения метода подбора при расчете;
- низкая степень пригодности для оценки высокзатратных некоммерческих проектов;
- некорректность выводов при анализе взаимоисключающих проектов с различными условиями реализации.

В программе Excel для расчета используется функция ВСД – внутренняя ставка доходности. Формула выглядит следующим образом:
=ВСД(D3:G3).

Так, для рассмотренного выше примера $IRR = 65,09 \%$.

РР показывает, сколько пройдет лет, прежде чем генерируемые денежные потоки покроют первоначальные капитальные вложения. Простой срок окупаемости определяется как порядковый номер периода, начиная с которого денежный поток накопленным итогом становится и продолжает оставаться неотрицательным.

$$PP=n, \text{ начиная с которого } \sum_{t=1}^n CF_t \geq \sum_{t=1}^n C_t.$$

При определении n должно выполняться условие о неотрицательности денежных потоков накопленным итогом для всех последующих периодов до n .

Достоинствами данного критерия являются простота расчета и интерпретации, возможность экспресс-оценки рисков вложений при сравнении различных проектов. При этом ориентация на меньший срок окупаемости на практике иногда более предпочтительна, чем вариант проекта, способный принести больший суммарный доход.

В нашем примере срок окупаемости составляет два с лишним года. Для расчета в программе Excel можно использовать следующую функцию:
=СЧЁТЕСЛИ(D4:G4;"<0")+1.

Данная функция позволяет округленно посчитать срок окупаемости. Рассчитывается по накопленному денежному потоку. Точное исчисление срока окупаемости возможно с помощью надстройки Excel, которую можно запустить в тестовом режиме либо по лицензии, приобретенной на сайте Эксель-быстро.рф [33].

ДРР рассчитывается аналогично РР, только в качестве базы для расчета используются дисконтированные ежегодные денежные потоки.
=СЧЁТЕСЛИ(D5:G5;"<0")+1.

$$DRP = n, \text{ начиная с которого } \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \geq \sum_{t=0}^n \frac{IC_t}{(1+i)^t}.$$

Данный показатель по сравнению с РР является более точным и чаще используемым специалистами. При этом данный инструмент не учитывает

разницу между проектным циклом и реальным стартом проекта, он сильно зависит от различных факторов, как следствие, мало пригоден для долгосрочных проектов.

PI – это отношение дисконтированных денежных притоков к дисконтированной стоимости первоначальных оттоков денежных средств (инвестиций):

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{IC_t}{(1+i)^t}}. \quad (40)$$

Правило PI:

- если $PI > 1$, то проект эффективен и может быть реализован;
- если $PI < 1$, то проект отвергается.

Данный показатель содержит определенную информацию о резерве рисков и неопределенности проекта, но с учетом влияния множественных факторов на проект растет его неопределенность.

Показатель рассчитывается в Excel с использованием функции ЧПС для денежных потоков и инвестиций.

9. Анализ чувствительности проекта к рискам

Риск, согласно ГОСТ «Менеджмент риска», – это влияние неопределенности на достижение поставленных целей проекта [34].

Риски бывают различной природы:

- риск превышения сметной стоимости ГТМ;
- риск неполучения предполагаемого дополнительного объема добычи УВС;
- производственный риск;
- сбытовой риск;
- страновой риск;
- финансовый риск и др.

Студентам рекомендуется при анализе чувствительности проекта использовать следующие риски:

- 1) риск увеличения капиталовложений;
- 2) риск снижения объемов добычи;
- 3) риск снижения цены.

Для оценки влияния рисков на реализацию проекта и его экономическую эффективность необходимо исчислить NPV и IRR при понижении на 30 % и при увеличении на 30 % объемов капиталовложений и добычи УВС и затем занести данные в табл. 13 и 14.

Таблица 13

Изменение NPV при свершении рисков

	-30 %	NPV	+30 %
Капитальные вложения			
Объем добычи УВС			

Таблица 14

Изменение IRR при свершении рисков

	-30 %	IRR	+30 %
Капитальные вложения			
Объем добычи УВС			

Затем, используя Excel, построить диаграмму. Пример диаграммы представлен на рис. 2.

При интерпретации диаграммы следует обратить внимание на наклон прямой: чем сильнее наклон, тем сильнее влияние данного фактора на экономическую эффективность. Исходя из данного примера, влияние цены на УВС выше, чем изменение объема инвестиций. NPV при снижении цены на нефть становится отрицательным.



а) Изменение NPV, млн руб.



б) Изменение IRR, %

Рис. 2. Динамика NPV (а), IRR (б) от изменения объема капитальных вложений и цены на нефть

10. Общие рекомендации по оформлению

Раздел выпускной квалификационной работы «Организационно-экономический раздел» должен состоять из следующих пунктов (разделов).

1. Введение, объем которого составляет 2-3 предложения. Во введении вы кратко говорите о том, что вы предлагаете в своей работе для решения проблемы. Для дополнительного обоснования технической эффективности вашего предложения необходимо оценить экономическую эффективность.

2. Расчет капитальных вложений. В данном пункте вы представляете стоимость необходимого оборудования и материалов, оцениваете СМР, ПНР, опираясь на п. 2 данных методических указаний.

3. Расчет эксплуатационных затрат вы проводите, опираясь на п. 2–6 данных методических указаний.

4. Расчет экономического эффекта. В данном пункте вы обосновываете получаемую выручку от реализации вашего предложения, опираясь на п. 7 данных методических указаний.

5. Оценка экономической эффективности проекта. В данном пункте вы рассчитываете показатели экономической эффективности реализуемого проекта согласно вашему предложению, опираясь на п. 8 данных методических указаний.

6. Заключение, в котором вы кратко делаете вывод о целесообразности реализации вашего проекта с учетом результатов проведенных расчетов.

Список литературы

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200005634>, свободный.
2. Официальная статистическая методология определения инвестиций в основной капитал на федеральном уровне : утв. приказом Росстата от 25.11.2016 № 746. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/420384920>, свободный.
3. Официальная статистическая методология определения инвестиций в основной капитал на региональном уровне : утв. приказом Росстата от 18.09.2014 № 569. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/456000890>, свободный.
4. Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений : федер. закон от 25.02.1999 № 39-ФЗ. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/12114699/>, свободный.
5. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья : утв. приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/561372501>, свободный.
6. Прогнозы социально-экономического развития // Министерство экономического развития Российской Федерации. – Режим доступа: https://economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/, свободный.
7. Федеральные единичные расценки // DefSmeta. – Режим доступа: <http://www.defsmeta.com/rfer/spisok.php>, свободный.
8. Сборники ТЕР // Официальный портал органов государственной власти Тюменской области. – Режим доступа: https://admtumen.ru/ogv_ru/finance/town_planning/build_price_formation/more.htm?id=11295627@cmsArticle, свободный.
9. Территориальный сборник сметных норм и расценок // Металл Торг.ру. – Режим доступа: <https://gostbank.metaltorg.ru/tsts/>, свободный.
10. Сборник сметных цен на Машины и механизмы // ФСНБ-2022. Федеральная сметно-нормативная база 2022. – Режим доступа: <https://fsnb2022.ru/fsem/>, свободный.

11. Сборник сметных цен на Материалы // ФСНБ-2022. Федеральная сметно-нормативная база 2022. – Режим доступа: <https://fsnb2022.ru/fsscm/>, свободный.

12. Сборник сметных цен на Оборудование // ФСНБ-2022. Федеральная сметно-нормативная база 2022. – Режим доступа: <https://fsnb2022.ru/fssco/>, свободный.

13. Порядок применения индексов цен и индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, а также иных показателей в составе прогноза социально-экономического развития Российской Федерации при формировании цен на продукцию, поставляемую по государственному оборонному заказу : утв. приказом Минэкономразвития России от 01.04.2020 № 190. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/564859744>, свободный.

14. Индексы-дефляторы Министерства экономического развития РФ // АУ РБ Госэкспертиза. – Режим доступа: <https://ekspbur.ru/prices/indexes/?filter=9>, свободный.

15. ОК 013-2014 (СНС 2008). Общероссийский классификатор основных фондов. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200121648>, свободный.

16. Методика определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации : утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 04.08.2020 № 421/пр. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/565649004>, свободный.

17. Методические рекомендации по определению сметных цен на материалы, изделия, конструкции, оборудование и цен услуг на перевозку грузов для строительства : утв. приказом Минстроя России от 04.09.2019 № 517/пр. – Режим доступа: <https://minstroyrf.gov.ru/docs/19119/>, свободный.

18. Сметные цены на эксплуатацию машин и механизмов в базисном уровне цен : Приложение № 7 к приказу Минстроя от 30.12.2021 № 1046/пр «Об утверждении сметных нормативов». – Режим доступа: https://minstroyrf.gov.ru/upload/iblock/ede/FSEM-81_01_2022.pdf, свободный.

19. Методика по разработке и применению нормативов накладных расходов при определении сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства : утв. приказом Министерства строительства и жилищно-

коммунального хозяйства Российской Федерации от 21.12.2020 № 812/пр. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/573956584>, свободный.

20. Коэффициенты к накладным расходам и сметной прибыли при применении нормативов по приказу 812/пр от 21.12.2020 и 774/пр от 11.12.2020 согласно методике по приказу 421/пр от 04.08.2020 // АЙТАТ.РФ. – Режим доступа: <https://www.i-tat.ru/file/filemanag/1aa80f3c1b5dab52fff6b5e5af5a94cf.pdf>, свободный.

21. Методика расчета индексов изменения сметной стоимости строительства : утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 05.06.2019 № 326/пр (ред. от 06.10.2023). – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/560537611>, свободный.

22. Государственные элементные сметные нормы на пусконаладочные работы // Справочник расценок # 1. – Режим доступа: <https://fgisrf.ru/gesnp/>, свободный.

23. ЕНиР 43. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы : сборники // NormaCS. Система нормативов. – Режим доступа: <https://normacs.net/Doclist/doc/UD.html>, свободный.

24. Криницына З.В. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение : учебно-методич. пособие / З.В. Криницына, И.Г. Видяев ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во ТПУ, 2014. – 73 с.

25. Ростендер [Сайт]. – Режим доступа: <https://rostender.info/>, свободный.

26. Налоговый кодекс РФ. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901714421>, свободный.

27. О расчете коэффициента $K_{\text{АБДТ}}$ при определении величины показателя $D_{\text{м}}$ в целях исчисления налога на добычу полезных ископаемых при добыче нефти налогоплательщиками, не осуществляющими производство бензина и (или) дизельного топлива : письмо Федеральной налоговой службы № СД-4-3/4660@ от 18.03.2020. – Режим доступа: <https://www.nalog.gov.ru/rn77/taxation/taxes/ndpi/9684958/>, свободный.

28. Федеральная антимонопольная служба [Сайт]. – Режим доступа: <https://fas.gov.ru/>, свободный.

29. О таможенном тарифе : федер. закон от 21.05.1993 № 5003-1-ФЗ. – Режим доступа: https://www.alta.ru/tamdoc/93_z5003/, свободный.

30. Правила определения средней по единой системе газоснабжения расчетной цены на газ горючий природный, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения), расчетной цены реализации газа за пределы территорий государств – участников Содружества

Независимых Государств и расходов на транспортировку и хранение газа за пределами территорий государств – членов таможенного союза при его реализации за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств : утв. постановление Правительства РФ от 10.02.2015 № 107 (ред. от 21.06.2024). – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=474369>, свободный.

31. Об утверждении оптовых цен на газ, используемых в качестве предельных минимальных и предельных максимальных уровней оптовых цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям российской федерации : приказ ФАС России от 02.06.2021 № 545/21. – Режим доступа: https://rulaws.ru/acts/Prikaz-FAS-Rossii-ot-02.06.2021-N-545_21/, свободный.

32. О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации, отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации : федер. закон от 12.07.2024 № 176-ФЗ. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202407120009>, свободный.

33. Эксель-быстро.РФ [Сайт]. – Режим доступа: <https://эксель-быстро.рф/>, свободный.

34. ГОСТ Р 58771-2019. Менеджмент риска. Технологии оценки риска. Risk management. Risk assessment technologies // Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200170253>, свободный.

НА ПРАВАХ РУКОПИСИ

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ
ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛА
ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ
ДЛЯ СТУДЕНТОВ НАПРАВЛЕНИЯ «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»
(ПРОФИЛЬ «РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»)**

Составитель

ШАРФ Ирина Валерьевна