

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ М.С. ГУЦЕРИЕВА
КАФЕДРА РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОЦЕНКА И АНАЛИЗ РИСКОВ: ПРАКТИКУМ



Ижевск
2021

УДК 338.45.01: 622.32(075.8)
ББК 65.305.143.222-09я73-5
О-931

Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ

Рецензент: д.э.н., проф. Матвеев Владимир Валентинович

Составитель: **Алексеева Н.А.**, д.э.н., проф. кафедры РЭНГМ ИНиГ

О-931 **Оценка и анализ рисков: практикум.** — Ижевск:
Издательский центр «Удмуртский университет», 2021. — 50 с.

ISBN 978-5-4312-0886-7

Практикум предназначен для изучения дисциплины «Оценка и анализ рисков». Он содержит практические задания, задания для контрольной работы, вопросы для самоконтроля. Практикум рекомендован для студентов, обучающихся по направлению подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело (магистерские программы «Разработка нефтяных месторождений с нефтями повышенной и высокой вязкости в сложных горно-геологических условиях» и «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»), преподавателей и студентов экономических факультетов вузов, учебными планами которых предусмотрено преподавание дисциплины по оценке и анализу рисков. Также материалы практикума будут полезны работникам предприятий, работникам органов власти.

УДК 338.45.01: 622.32(075.8)
ББК 65.305.143.222-09я73-5

ISBN 978-5-4312-0886-7

© Н. А. Алексеева, сост., 2021
© ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 2021

СОДЕРЖАНИЕ

1	Введение	4
2	Практические задания	5
3	Контрольная работа	29
4	Задачи для самостоятельного решения	31
5	Вопросы для самоконтроля	47
6	Заключение	48
7	Список рекомендованной литературы	49

ВВЕДЕНИЕ

Целью освоения дисциплины «Оценка и анализ рисков» является формирование у обучающихся компетенций, необходимых для эффективного осуществления процесса анализа и оценки всех видов рисков на предприятиях нефтегазового комплекса любой организационно-правовой формы и в их структурных подразделениях.

Задачи дисциплины заключаются в том, чтобы сформировать у студента компетенции в области познания определений рисков, их видов, методах оценки, показателей рисков, мероприятий по управлению рисками.

Для изучения данной дисциплины необходимы знания, умения и навыки, формируемые предшествующими дисциплинами, например, «Экономика и управление нефтегазовым производством». Успешное освоение дисциплины позволит перейти к изучению дисциплины «Технико-экономическое проектирование».

Данный практикум полностью соответствует цели и задачам изучения дисциплины «Оценка и анализ рисков», т.к. содержит практические и контрольные задания, вопросы для самоконтроля, соответствующие разделам дисциплины: понятие и виды рисков, оценка экономических рисков промышленными предприятиями, эвристические, статистические и расчетно-аналитические методы анализа и оценки рисков, анализ и оценка рисков по инвестиционным проектам, методы оптимизации рисков, система управления финансовыми рисками и мероприятия по управлению рисками.

Применение практикума позволит сформировать компетенции обучающихся, которые связаны с формированием способностей осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий, управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла, организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели.

Данный практикум содержит подробные методические рекомендации к решению практических задач.

1. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

Задача 1.

Определены следующие пять видов капитальных вложений в нефтегазодобывающем предприятии, охарактеризовано их содержание:

1 вид капвложений – это инвестиции, связанные с заменой физически или морально изношенного оборудования (замена оборудования нефтедобычи, не входящего в сметы строек);

2 вид капвложений – это инвестиции, направляемые на модернизацию оборудования, которые осуществляются главным образом для снижения производственных затрат, а также улучшение уровня качества продукции предприятия (замена оборудования на более производительное, качественное);

3 вид капвложений – это инвестиции в расширение производства. Такой тип инвестиционных проектов направлен на увеличение выпуска продукции на существующих производствах, предназначенной для освоенных рынков при увеличении спроса на продукцию, а также освоение новых видов продукции (бурение новых скважин, осуществление ГТМ и прочее);

4 вид капвложений – это инвестиции, направленные на диверсификацию, предусматривающие изменение действующего ассортимента продукции, в том числе организацию производства новых видов продукции, освоение новых рынков сбыта (газовые проекты, зарубежные проекты);

5 вид капвложений – стратегические инвестиции, направленные на массовое освоение на предприятии инновационных технологий, связанный с этим рост конкурентоспособности производимой продукции, а также управление всеми видами рисков.

Необходимо в рамках эвристического метода оценки рисков дать оценку рискам по пятибалльной системе.

Для этого четыре эксперта выразили свои мнения по поводу оценки рисков, которые оказались абсолютно согласованными (одинаковыми) (табл. 1).

Вам предлагается выступить в качестве эксперта в ходе процедур установления зависимости между видом капитальных вложений и уровнем риска, дать свою оценку рискам (табл. 2).

Таблица 1

Балльная оценка рисков капитальных вложений в случае полного согласования мнений экспертов (эксперты дали одинаковую оценку рискам)

	1 вид	2 вид	3 вид	4 вид	5 вид
1 эксперт	1	2	3	4	5
2 эксперт	1	2	3	4	5
3 эксперт	1	2	3	4	5
4 эксперт	1	2	3	4	5
Суммарный ранг важности					
Средняя оценка суммарного ранга риска					

Определите двумя способами с помощью коэффициента конкордации уровень согласованности мнений экспертов. Сделайте вывод об уровне рисков капитальных вложений в нефтегазодобывающем предприятии.

Таблица 2

Балльная оценка рисков капитальных вложений в случае несогласования мнений экспертов (эксперты дали разную оценку рискам)

	1 вид	2 вид	3 вид	4 вид	5 вид
1 эксперт					
2 эксперт					
3 эксперт					
4 эксперт					
Суммарный ранг важности					
Средняя оценка суммарного ранга риска					

Методические указания к решению задачи.

Для решения задачи примените формулы (1) и (2):

$$W = \frac{\sigma_{\text{факт.}}^2}{\sigma_{\text{макс.}}^2} \quad (1)$$

$$W = \frac{12 * \sigma_{\text{факт.}}^2}{m^2 * (n^3 - n)} \quad (2)$$

где W - коэффициент конкордации;

$\sigma_{\text{факт.}}^2$ - дисперсия фактических отклонений мнений (баллов) экспертов от среднего значения, когда эксперты дали разную оценку рискам;

$\sigma_{\text{макс.}}^2$ - дисперсия отклонений мнений (баллов) экспертов от среднего значения при полном согласовании мнений экспертов по рискам;

m - количество экспертов; n - количество рангов.

Дисперсия – это сумма квадратов отклонений фактических значений от среднего значения.

Сделать выводы.

Задача 2.

Определены потери по проекту А и проекту Б в ходе определенного количества наблюдений (табл. 3).

Таблица 3

Исходные данные для определения рисков по проектам А и Б

№ события	Потери, млн. руб. в год	Ранжированный ряд потерь по нарастающей	Кумулята	№ события	Потери, млн. руб. в год	Ранжированный ряд потерь по нарастающей	Кумулята
Проект А				Проект Б			
1	100			1	50		
2	90			2	27		
3	110			3	13		

№ события	Потери, млн. руб. в год	Ранжированный ряд потерь по нарастающей	Кумулята	№ события	Потери, млн. руб. в год	Ранжированный ряд потерь по нарастающей	Кумулята
4	30			4	0		
5	0			5	10		
6	20			6	6		
7	25			7	7		
8	37			8	12		
9	41			9	7		
10	35			10	8		
11	12			11	15		
12	24			12	3		
				13	5		
				14	14		
				15	18		

Рассчитайте уровень риска по каждому проекту с помощью кривой Лоренца. Сделайте выводы об уровне риска проектов А и Б.

Методические указания к решению задачи.

Для решения задачи постройте системы координат для проекта А и проекта Б. По вертикальной оси координат отложите кумуляту потерь (накопительным итогом), по горизонтальной оси координат – количество наблюдений потерь.

Постройте кривые Лоренца для проектов А и Б. Постройте перпендикуляры к осям из точки максимального количества наблюдений и из точки максимальной кумуляты.

Отметьте точки пересечений кривой Лоренца с горизонтальным и вертикальным перпендикулярами к осям – точки А и Б. Отметьте точкой С максимальное количество наблюдений по оси Х.

Измерьте линейкой расстояния ab и ac . Определите уровень рисков проектов А и Б по формуле (3):

$$y_{\text{риска}}^{A,B} = 1 - \frac{ab}{ac} \cdot 100\% \quad (3)$$

где $y_{\text{риска}}^{A,B}$ – уровень риска проекта А и проекта Б, ab , ac – расстояние, см.
Сделать выводы.

Задача 3.

В таблице 4 представлены статистические данные о динамике важнейших показателей на рынке нефти в РФ: среднефактическая экспортная цена нефти, курс рубля к доллару, полная себестоимость добычи нефти, объем экспорта нефти. На основе данных показателей необходимо рассчитать прибыль от экспорта нефти.

Статистические показатели динамики рынка нефти в РФ

Наименование показателя	Годы				
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Среднефактическая экспортная цена нефти, долл. за тонну	367	288	370	495	454,8
Курс рубля к доллару, руб.	63,7	66,2	58,1	64,6	62,8
Полная себестоимость добычи нефти, руб. за тонну	9596	9133	10333	15970	14338
Объем экспорта нефти, млн. тонн	244,5	254,9	252,8	260,6	269,2
Прибыль от экспорта нефти, млрд. руб.					

1. Сделайте факторный анализ прибыли от экспорта нефти за 2019 и 2015 гг.
2. Определите коэффициент вариации по каждому факторному показателю.
3. Ответьте на вопрос, какие факторы в наибольшей степени влияли на прибыль?

Методические указания к решению задачи.

Для расчета коэффициента вариации необходимо рассчитать среднее значение по каждому фактору и по прибыли от экспорта нефти.

Факторный анализ прибыли от экспорта нефти необходимо делать методом цепных подстановок по формуле (4):

$$P_{\text{нефти}}^{\text{экспорт}} = (C_{\text{нефти}}^{1 \text{ тонны}} \times \text{Курс}_{\text{рубля}} - C_{\text{нефти}}^{1 \text{ тонны}}) \times O_{\text{нефти}}, \quad (4)$$

где $P_{\text{нефти}}^{\text{экспорт}}$ - прибыль от экспорта нефти, млрд. руб.;

$C_{\text{нефти}}^{1 \text{ тонны}}$ - цена 1 тонны нефти, долл. за 1 тонну;

$\text{Курс}_{\text{рубля}}$ - курс рубля к доллару, руб.

$C_{\text{нефти}}^{1 \text{ тонны}}$ - полная себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб. за тонну;

$O_{\text{нефти}}$ - объем экспорта нефти, млн. тонн.

Сделать выводы.

Задача 4.

У предпринимателя есть два варианта вложения капитала. Установлено, что при вложении капитала в мероприятие А получение прибыли в сумме 250 тыс. руб. имеет вероятность 0,6, а в мероприятие Б получение прибыли в сумме 300 тыс. руб. имеет вероятность 0,4. Рассчитайте прибыль от вложения капитала в проекты А и Б.

Методические указания к решению задачи.

Прибыль от вложения капитала следует определить отдельно по проектам А и Б путем умножения ожидаемой суммы прибыли на вероятность ее получения. Затем полученные суммы необходимо сложить.

Задача 5.

Рентабельность деятельности предприятия изменялась на протяжении 10 лет следующим образом (табл. 5).

Таблица 5

Показатели рентабельности деятельности предприятия

Наименование показателя	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год
Рентабельность деятельности, %	23	25	21	20	24	24	25	24	23	22

1. Рассчитайте коэффициент вариации.
2. Спрогнозируйте в будущем периоде возможный диапазон изменения рентабельности деятельности.

Методические указания к решению задачи.

Вначале необходимо определить среднюю за период рентабельность, и вероятность каждой величины рентабельности.

Затем надо рассчитать среднеквадратическое отклонение рентабельности по формуле (5):

$$\sigma = \sqrt{\sum (X_i - \bar{X})^2 \times p} \quad (5)$$

где σ - среднеквадратическое отклонение рентабельности деятельности, коэфф.;

X_i - рентабельность деятельности в i -том году, %;

\bar{X} - средняя за период рентабельность деятельности, %;

p - вероятность той или иной величины рентабельности, коэфф.

Коэффициент вариации V определяется по формуле (6):

$$V = \frac{\pm \sigma}{\bar{X}} \quad (6)$$

Диапазон изменения рентабельности деятельности определяется с помощью отклонения средней за период рентабельности на величину среднего квадратического изменения в максимальную и минимальную сторону.

Задача 6.

В течение 8 кварталов предприятие выплачивало штрафы за превышение предельных размеров выбросов вредных веществ в атмосферу (табл. 6).

Таблица 6

Размеры уплаченных штрафов за превышение предельных размеров выбросов вредных веществ в атмосферу

	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	5 кв.	6 кв.	7 кв.	8 кв.
Сумма штрафа, тыс. руб.	90	110	105	103	103	90	95	90

1. Рассчитайте коэффициент вариации.
2. Спрогнозируйте в будущем квартале возможный диапазон изменения суммы штрафов.

Методические указания к решению задачи.

Данная задача решается по алгоритму, указанному в предыдущей задаче.

Задача 7.

В статистике представлено количество происшествий в бурении за 8 лет в РФ и в Удмуртской Республике (табл. 7).

Таблица 7

Количество происшедших в бурении аварий								
Годы	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
РФ	770	713	1572	668	4609	2181	834	708
УР	0	26	37	35	31	10	12	11

1. Рассчитайте коэффициент вариации. Где риск происшествий в бурении выше: в РФ или в УР?
2. Спрогнозируйте в будущем году возможный диапазон изменения числа происшествий в бурении.

Методические указания к решению задачи.

Данная задача решается по алгоритму, указанному в предыдущей задаче.

Задача 8.

Имеется статистика по уплате обязательных страховых платежей от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в добыче сырой нефти и природного газа в РФ (табл. 8).

Таблица 8

Обязательные страховые платежи от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в добыче сырой нефти и природного газа, тыс. руб.

Годы	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
РФ	851,0	566,2	634,2	815,5	690,9	651,5	904,6	1064,0	984,7	1146,2	1094,9	1182,8
УР	4,1	4,4	5,5	2,4	0,9	0,6	0,3	5,1	4,8	5,1	5,5	6,0

1. Определите коэффициент вариации обязательных страховых платежей в РФ и УР. Где вероятность уплаты страховых взносов от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в добыче сырой нефти и природного газа выше: в РФ или в УР?

Методические указания к решению задачи.

Данная задача решается по алгоритму, указанному в предыдущей задаче.

Задача 9.

Имеется следующая статистика по Российской Федерации (табл. 9).

Таблица 9

Статистика нефтегазодобывающих предприятий в Российской Федерации

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Количество долот при бурении скважин на нефть и газ в РФ, штук	11 385	10 988	12 674	13 456	12 070	11 564	11 917	13 762
Скважины, сданные нефтегазодобывающим предприятиям, в РФ, единиц	5 979	6 343	5 987	6 004	5 039	5 869	6 705	6 300
Средняя глубина газовых скважин законченных эксплуатационным бурением, м***	2319	2894	2967	2764	2710	3086	2514	2754
Цена долота бурового трехшарошечного диаметром 95 мм (поставщик ОАО «Уралбурмашстрой»), тыс. руб.	13,25	14,50	13,27	12,05	11,98	12,70	13,40	14,15

Примечание: *** Определяется делением суммарного метража газовых скважин с начала бурения на количество скважин законченных бурением (строительством)

1. Рассчитать вероятную глубину газовых скважин, законченных эксплуатационным бурением в 2020 г.
2. Определить вероятные затраты нефтегазоперерабатывающих предприятий на долото шарошечное (в пересчете на трехшарошечное долото диаметром 95 мм) в 2020 г.

Методические указания к решению задачи.

Вначале следует определить вероятность, дисперсию и коэффициент вариации глубины газовых скважин.

Затем необходимо определить минимальную и максимальную вероятную глубину газовых скважин, вероятное минимальное и максимальное количество долот.

Затем, зная цену долота и количество долота, определить вероятную емкость рынка долот.

Задача 10.

Данные о получении прибыли и случаях ее наблюдения в проектах А и Б расположены в таблице 10.

Таблица 10

Сведения о прибыли по проектам А и Б

№ события	Полученная прибыль, тыс. руб. (X)	Число случаев наблюдений (n)
Проект А		
1	250	48
2	200	36
3	300	36
Проект Б		
1	400	30
2	300	50
3	150	20

1. Определить среднее ожидаемое значение прибыли, дисперсию, среднее квадратическое отклонение, коэффициент вариации. Какой проект является наиболее прибыльным и наиболее рискованным?

Методические указания к решению задачи.

Данная задача решается по алгоритмам, указанным в предыдущей задаче.

Среднее ожидаемое значение прибыли определяется по формуле среднего арифметического взвешенного, где весами выступают числа случаев наблюдения прибыли.

Задача 11.

Имеется информация о доходности некоторых активов на рынке ценных бумаг (табл. 11).

Таблица 11

Доходность активов на рынке ценных бумаг

Показатели	Вероятность исхода	Варианты инвестирования		
		Казначейские облигации	Корпоративные облигации	Акции компаний
1. Доходность, %				
глубокий спад	0,05	6	12	2

Показатели	Вероятность исхода	Варианты инвестирования		
		Казначейские облигации	Корпоративные облигации	Акции компаний
незначительный спад	0,2	6	10	6
стабильная ситуация	0,5	6	9	12
незначительный подъем	0,2	6	8,5	15
сильный подъем	0,05	6	8	24

1. Определите ожидаемую доходность, дисперсию, среднеквадратическое отклонение, коэффициент вариации. Какой вариант инвестирования является наиболее предпочтительным для предприятия и почему?

Методические указания к решению задачи.

Данная задача решается по алгоритмам, указанным в предыдущей задаче. Ожидаемая доходность определяется по формуле (7):

$$R = X_1 \times p_1 + \dots + X_n \times p_n \quad (7)$$

где R - ожидаемая доходность активов, %;

X_1 - доходность определенного актива, %;

p_1 - вероятность доходности определенного актива, коэфф.

Задача 12.

Имеется информация о доходности вложений в пакеты акций А и Б (табл. 12).

Таблица 12

Доходность вложений в пакеты акций А и Б

Показатели	Пакеты акций			
	А		В	
	величина, тыс. руб.	вероятность	величина, тыс. руб.	вероятность
Оценка доходности				
оптимистическая	20	0,25	35	0,25
наиболее вероятная	17	0,5	25	0,5
пессимистическая	14	0,25	15	0,25

1. Определить показатели: средняя ожидаемая доходность, размах колебаний, дисперсия, среднеквадратическое отклонение, коэффициент вариации. В какой пакет акций выгоднее инвестировать и почему?

Методические указания к решению задачи.

Данная задача решается по алгоритмам, указанным в предыдущей задаче.

Задача 13.

Имеется информация о числе случаев наблюдения величины фондового индекса РТС и рыночной стоимости акции ОАО «Газпром» за определенный период времени (табл. 13).

Таблица 13

Информация о стоимости акции ОАО «Газпром» и фондовом индексе РТС

Число случаев наблюдения	Фондовый индекс РТС (Xi)	Рыночная стоимость акции ОАО «Газпром»(Yi)
1	139,2	1267,27
2	135,5	1226,1
3	128,77	1155,7
4	141,7	1295,75

1. Вычислить бета-коэффициент для акции компании ОАО «Газпром» и фондового индекса РТС.

2. Определить вид акции.

Методические указания к решению задачи.

Бета-коэффициент является частным случаем анализа взаимосвязей между двумя переменными. Данный коэффициент оценивает меру чувствительности одной переменной (обычно доходности конкретной акции) к другой переменной (среднерыночной доходности или доходности портфеля).

Бета-коэффициент рассчитывается как отношение ковариации двух переменных к дисперсии второй переменной по формулам (8-10):

$$\beta = \frac{\sigma_{XY}}{\sigma_X^2}, \quad (8)$$

$$\sigma_{XY} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) \cdot (Y_i - \bar{Y})}{n-1}, \quad (9)$$

$$\sigma_X^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n-1}, \quad (10)$$

где β - бета-коэффициент;

σ_{XY} - ковариация переменных X и Y;

σ_X^2 - дисперсия переменной X;

n – число случаев наблюдений.

Задача 14.

Имеется информация об активах и их бета-коэффициентах (табл. 14).

Сведения о портфеле активов

Активы	Доля активов в портфеле	Бета-коэффициент активов
А	0,12	1
В	0,18	1,2
С	0,25	1,8
Д	0,45	0,7

1. Определить бета-коэффициент портфеля.
2. Целесообразно ли создавать портфель из данных четырех активов и почему?

Методические указания к решению задачи.

Можно определить бета-коэффициент не только отдельного актива, но и всего портфеля по формуле (11):

$$\beta_p = \sum \beta_i \cdot d_i, \quad (11)$$

где d_i - доля актива в портфеле, %.

Задача 15.

В финансовом портфеле находятся три вида акций А, В и С. Их доходность составляет: 10%, 12% и 16% соответственно. Возможны 2 варианта формирования портфеля:

- вариант 1: 50% акций А и по 25% акций В и С;
- вариант 2: 20% акций А, 50% акций В и 30% акций С.

Какой вариант предпочтет инвестор и почему?

Методические указания к решению задачи.

Для решения задачи необходимо рассчитать ожидаемую доходность двух портфелей.

Доходность портфеля (K_p) – это линейная функция показателей доходности входящих в него активов, и определяется она по формуле средней арифметической взвешенной (12):

$$K_p = \sum_{j=1}^n k_j \cdot d_j, \quad (12)$$

где k_j - доходность j -го актива, %;

d_j - доля - доля j -го актива в портфеле, %;

n - число активов в портфеле.

Задача 16.

Имеется информация о доходности отдельных активов и вероятности получения такой доходности (табл. 15).

Наименование показателя	Доходность активов, %	
	А	В
1. Вероятность (Pi)		
0,1	12	20
0,2	16	18
0,4	20	16
0,2	24	14
0,1	28	12

1. Определить целесообразность объединения 50% активов А и 50 % активов В в портфель.

Методические указания к решению задачи.

Целесообразность объединения активов в портфель возникает, если доходность портфеля выше, а риск портфеля ниже, чем у любого из активов.

Для расчета риска портфеля (σ_p), содержащего к активов, используется формула (13):

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^k d_i^2 \cdot \sigma_i^2 + 2 \cdot \sum_{i=1}^{k-1} \sum_{j=1}^k d_i \cdot d_j \cdot r_{ij} \cdot \sigma_i \cdot \sigma_j},$$

(13)

где d - доля отдельных активов в портфеле, коэфф.;

σ - среднеквадратическое отклонение каждого актива;

r_{ij} - коэффициент корреляции между ожидаемыми доходностями i-го и j-го активов.

Задача 16.

Имеется следующая информация о доходности активов (табл. 16).

Актив	Доходность, %			
	1 год	2 год	3 год	4 год
А	16	12	20	24
Б	20	16	24	28
С	16	20	28	24
Д	28	24	20	16

1. Составьте портфели из акций и докажите их целесообразность. Рекомендованы следующие портфели:

- 50 % акций А и 50 % акций Д (парная корреляция активов равна -0,8);

- 50 % акций С и 50 % акций Д (парная корреляция активов равна -0,8);

- 50 % акций В и 50 % акций С (парная корреляция активов равна 0,6).

Какова роль актива Д в формировании портфелей?

Методические указания к решению задачи.

Целесообразность объединения ценных бумаг в портфеле можно определить с помощью коэффициента ковариации. Ковариация – это мера, учитывающая дисперсию (разброс) индивидуальных значений доходности и силу их связи с доходностью других бумаг. Она определяется по формуле (14):

$$\text{cov}(A, B) = \sum_{i=1}^n (k_{Ai} - \bar{k}_A)(k_{Bi} - \bar{k}_B)P_i, \quad (14)$$

где k_{Ai} , k_{Bi} - доходность акций А и В в i -том периоде, %;

\bar{k}_A , \bar{k}_B - средняя доходность акций А и В за весь период, %;

P_i - вероятность доходности акций А и В в i -том периоде;

n – число учитываемых доходностей акций.

Зная коэффициент ковариации, можно рассчитать коэффициент корреляции (r) по формуле (15):

$$r_{A,B} = \frac{\text{cov}(A, B)}{\sigma_A \cdot \sigma_B}. \quad (15)$$

Задача 17.

В таблице 17 представлено «дерево решений» относительно рентабельности собственного капитала в дочернем подразделении нефтяной компании.

Таблица 17

«Дерево решений» по рентабельности собственного капитала предприятия

Факторы риска			
1 уровень	2 уровень	3 уровень	Расчет
1. Риск снижения чистой прибыли=0,8	1.1 Риск снижения выручки=0,6	1.1.1 Риск сокращения основной деятельности=0,5	
		1.1.2 Риск уменьшения давальческого сырья=0,5	
	1.2 Риск роста операционных затрат=0,3	1.2.1 Риск роста цен на энергозатраты=0,3	
		1.2.2 Риск роста ремонтного фонда=0,7	
	1.3 Риск изменения налоговой системы=0,1	х	
	2. Риск роста финансовой зависимости=0,2	2.1 Риск роста неплатежей=0,9	2.1.1 Риск роста дебиторской задолженности=0,7
2.1.2 Риск роста задолженности по краткосрочным кредитам=0,3			

Факторы риска			
1 уровень	2 уровень	3 уровень	Расчет
	2.2 Риск роста величины долгосрочного заемного капитала=0,1	x	
Всего			

1. Укажите формулу рентабельности собственного капитала предприятия.
2. Необходимо оценить возможность снижения рентабельности собственных средств по каждому сценарию в дочернем подразделении нефтяной компании.

Методические указания к решению задачи.

Определение вероятности реализации того или иного сценария осуществляется путем умножения вероятностей событий по каждой «ветке дерева». Проверка правильности решения задачи осуществляется путем суммирования вероятностей всех сценариев.

Задача 18.

В НГДУ реализуется проект по добыче и реализации газа. Предполагается ввести газотурбинную установку для производства собственной более дешевой электроэнергии, сократив при этом или полностью исключив расходы на покупку энергии от районной ТЭЦ. Реализация проекта принесет 33,2 млрд. руб. ЧДД (табл. 18). Величина ЧДД зависит от трех факторов:

- величины капитальных вложений, необходимых для внедрения установки;
- цены покупаемой энергии;
- цены реализации газа.

Таблица 18

Изменение чистого дисконтированного дохода проекта в зависимости от влияющих факторов

Факторы изменения	Измененный ЧДД, млрд. руб.	Прирост (снижение) ЧДД, млрд. руб.	Прирост (снижение) ЧДД, %	Коэффициент эластичности
1. Рост капитальных вложений	31,52			
2. Экономия затрат на энергоресурсы за счет снижения доли покупаемой энергии	41			
3. Снижение цены реализации газа	30,8			

1. Определить степень чувствительности инвестиционного проекта к факторам риска при их изменении на 10%.
2. Какой фактор оказал наибольшее влияние на изменение ЧДД?

Методические указания к решению задачи.

Коэффициент эластичности чистого дисконтированного дохода показывает, на сколько процентов изменяется величина чистого дисконтированного дохода в зависимости от изменения на 1 % каждого влияющего фактора.

Задача 19.

На предприятии реализуется инвестиционный проект по добыче нефти (табл. 19).

Таблица 19

Денежные потоки инвестиционного проекта

Денежные потоки	1 год	2 год	3 год	Всего
Объем добычи нефти, тонн	7500	7400	6900	
Цена реализации нефти на внутреннем рынке, руб. за тонну	17000	16500	17200	х
Выручка, тыс. руб.				
Капитальные вложения в добычу нефти, тыс. руб.	30000	0	0	
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.:				
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс.руб.	338	377	380	
Расходы по сбору и транспортировке нефти, тыс. руб.	225	237	228	
Расходы по технологической подготовке нефти, тыс. руб.	510	518	518	
Амортизация оборудования, тыс. руб.	18300	21000	25400	
Затраты на оплату труда, тыс. руб.	8100	8500	9200	
НДПИ, тыс. руб.	25866	25521	23796	
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.				
Налог на прибыль, тыс. руб.				
Чистая прибыль, тыс. руб.				
Ставка дисконтирования, %	13	13	13	13
Денежный поток дисконтированный, тыс. руб.				
Индекс доходности	х	х	х	
1. При росте капвложений на 5% и амортизации на 2%				
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.				
Чистая прибыль, тыс. руб.				
ЧДД, млн. руб.				
Индекс доходности	х	х	х	
2. При росте ставки ЦБ РФ на 1,5%				
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.				
Чистая прибыль, тыс. руб.				
ЧДД, млн. руб.				
Индекс доходности	х	х	х	

Денежные потоки	1 год	2 год	3 год	Всего
3. При снижении объема добычи на 3%				
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.				
Чистая прибыль, тыс. руб.				
ЧДД, млн. руб.				
Индекс доходности	х	х	х	

1. Оцените чувствительность проекта при изменении ряда факторов. Какие факторы оказали наибольшее влияние на эффективность проекта? Какие факторы являются наиболее рискованными?

Методические указания к решению задачи.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД или NPV) – это накопленная дисконтированная сумма входных (положительных) и выходных (отрицательных) денежных потоков. Определяется по формуле (16):

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}, \quad (16)$$

где: CF_k – чистый денежный поток, определяемый как разница между положительным и отрицательным денежным потоком;

r – норма дисконта;

t – порядковый номер шага расчета (года реализации проекта).

Метод ЧДД основан на принципе временной стоимости денег и предположении, что с каждым годом стоимость денег снижается на норму дисконта. Деньги сегодня стоят дороже, чем завтра.

При принятии решения выбирается тот проект, значение NPV которого наибольшее и является положительным значением.

Индекс доходности инвестиций (ИД или PI) равен отношению ЧДД к накопленному дисконтированному объему инвестиций. Определяется по формуле (17):

$$PI = \frac{ЧДД_{ожид.}}{IC_{дисконтир.}}, \quad (17)$$

(17)

где: PI – индекс доходности проекта; $ЧДД_{ожид.}$ – чистый дисконтированный доход ожидаемый, руб.; $IC_{дисконтир.}$ – инвестиции дисконтированные, руб.

Задача 20.

Согласно стратегическому плану в определенном году должно быть реализовано газа на сумму 500 млн. руб., затраты на его производство составляют 350 млн. руб., в т.ч. постоянные – 150 млн. руб., переменные – 200 млн. руб. Следовательно, будет получено прибыли 150 млн. руб. (табл. 20).

Исходные данные по проекту реализации газа

Показатели	Исходный вариант	Увеличение цен на 10%	Увеличение энергозатрат на 10%
1. Объем реализации, млн. руб.	500		
2. Затраты на производство, всего, млн. руб.	350		
в т.ч.:			
переменные	200		
постоянные	150		
3. Прибыль, млн. руб.	150		
4. То же в % к базисному периоду	х		
5. Коэффициент эластичности	х		

1. Определить, каким образом изменится прибыль, если цены на газ снизятся на 10% или энергетические затраты, составляющие 20% в затратах на производство, увеличатся на 10%.

Задача 21.

Проект развития нефтедобывающего предприятия требует определенных инвестиций. По проекту рассчитаны чистые денежные потоки по годам его реализации. Ставка дисконта равна 20% (табл. 21).

Таблица 21

Исходные данные проекта развития нефтедобывающего предприятия

Год	Денежный поток, млн. руб.	Вариант 1 ($r=20\%$)		Вариант 2 ($r=29\%$)	
		λ	PV	λ	PV
0	500				
1	145				
2	196				
3	247				
4	300				
Итого	.-	.-		.-	
NPV	.-	.-		.-	

1. Рассчитать чистый дисконтированный доход проекта (NPV, ЧДД), внутреннюю норму доходности (IRR, ВНД), индекс доходности (PI, ИД), дисконтированный срок окупаемости, дюрацию проекта.

Методические указания к решению задачи.

Чистый дисконтированный доход и индекс доходности проекта определяется по алгоритмам предыдущей задачи.

Внутренняя норма рентабельности (ВНД или IRR) – это такое значение показателя дисконта r , при котором обеспечивается нулевое значение ЧДД. Определяется по формуле (18):

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = INV, \quad (18)$$

где: CF_t - входной денежный поток в t -ый период, INV - значение инвестиции.

Экономический смысл внутренней нормы доходности заключается в том, что это норма доходности инвестиций, при которой предприятию одинаково эффективно инвестировать свой капитал под IRR процентов в финансовые инструменты или произвести реальные инвестиции, генерирующие денежный поток, каждый элемент которого инвестируется по ставке IRR процентов.

Если доходы от инвестиционного проекта будут поступать не разово, а многократно на протяжении срока действия проекта, то ВНД можно определить методом последовательной итерации, рассчитывая ЧДД при различных уровнях дисконтной ставки r до того значения, пока ЧДД не станет близким к нулю. Определяется внутренняя норма доходности (IRR) по формуле (19):

$$IRR = r_a + (r_b - r_a) \cdot \frac{NPV_a}{NPV_a - NPV_b}, \quad (19)$$

где r_a - ставка дисконта, при которой ЧДД имеет положительное значение;

r_b - ставка дисконта, при которой ЧДД имеет отрицательное значение;

NPV_a - чистый дисконтированный доход при ставке дисконтирования r_a ;

NPV_b - чистый дисконтированный доход при ставке дисконтирования r_b .

При этом должны соблюдаться следующие неравенства:

$$r_a < IRR < r_b, \quad (20)$$

$$NPV_a > 0 > NPV_b. \quad (21)$$

Дюрация (D) – это средневзвешенный срок поступления денежных доходов от инвестиционных проектов.

Дюрация – это показатель длительности инвестиций, который имеет значение при выборе окончательного варианта инвестирования, если имеется несколько альтернативных проектов с одинаковыми значениями ЧДД (NPV) и ВНД (IRR). Определяется по формуле (22):

$$D = \frac{\sum(t \cdot PV_t)}{\sum PV_t}, \quad (22)$$

где PV_t - дисконтированный приток инвестиционного проекта, руб.;

t – период поступления притока.

Чем меньше дюрация (короче срок), тем эффективнее проект при прочих равных условиях.

Срок окупаемости проекта состоит из целой части числа и дробной части числа.

Целая часть числа определяется как минимальное количество лет, за которые накопленное сальдо от всех видов деятельности все еще меньше объема инвестиций (например, k лет). Определяется по формуле (23):

$$PB = \min n, \text{ при котором } \sum_{k=1}^n CF_k \leq IC_0,$$

(23)

где PB – целая часть числа срока окупаемости проекта.

Дробная часть числа определяется как отношение разницы между накопленным сальдо от всех видов деятельности и объемом инвестиций за тот год реализации проекта, за который рассчитана целая часть срока окупаемости (k лет), к величине денежного потока года, следующего за годом k .

Дисконтированный срок окупаемости проекта определяется по дисконтированным денежным потокам.

Задача 22.

Нефтяная компания планирует вложить в освоение месторождения собственные средства (табл. 22).

Таблица 22

Исходные данные инвестиционного проекта			
Первоначальные инвестиции, млн. руб.	Ежегодные чистые денежные потоки, млн. руб.	Срок отработки месторождения, лет	Ставка дисконта, %
55	20	5	18
x	15	3	18

1. Рассчитать чистую текущую стоимость проекта, внутреннюю норму доходности, индекс доходности и простой срок окупаемости инвестиций.

Методические указания к решению задачи.

Задача решается по алгоритмам, представленным в предыдущих задачах.

Задача 23.

Прочитать текст об использовании технологии зарезки боковых стволов нефтяных скважин. Ответь на вопросы:

- в чем сущность технологии зарезки боковых стволов?
- какие факторы обеспечивают эффективность технологии?
- какие препятствия и какого характера имеются при внедрении данной технологии?
- какой ожидается экономический эффект от внедрения данной технологии?

Зарезка боковых стволов (далее – ЗБС) – это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.

Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Зарезка второго ствола стала одной из наиболее инвестиционно-привлекательных технологий, направленных на стабилизацию и дальнейший рост нефтедобычи на

месторождениях. В значительной степени это объясняется тем, что на разрабатываемых месторождениях накопился фонд аварийных, высокообводненных, малодебитных скважин, требуемых существенных затрат на проведение капитального ремонта. При этом экономическая эффективность других предлагаемых технологий незначительна, кратковременна или вообще отсутствует. Бурение же новых скважин для замены вышедших из эксплуатации в целях восстановления сетки скважин на большинстве месторождений, находящихся на поздней стадии разработки является нецелесообразным. В этих условиях в качестве альтернативного решения может рассматриваться бурение второго ствола из существующей скважины.

Бурение боковых стволов осуществляется в соответствии с технологическими решениями проектных документов на разработку месторождения и с учетом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти. При этом можно выделить следующие цели зарезки:

1. Вывод скважин из бездействия. Восстановление, а в ряде и значительное увеличение, по сравнению с первоначальным (при вводе месторождения в разработку) дебита нефти.

2. Выработка недренируемых участков (краевые зоны месторождений). В основном запасы, расположенные в краевых зонах месторождений или вблизи границы выклинивания пласта характеризуются малыми толщинами при высоких коэффициентах нефтенасыщенности. Как правило, заложение на этих участках новых скважин экономически нецелесообразно. Однако в некоторых случаях из пробуренной скважины можно зарезать боковой ствол и получить дополнительную добычу нефти, извлечь которую другими средствами невозможно.

3. Интенсификация добычи из малопроницаемых коллекторов. Бурение горизонтальных боковых стволов из старых наклонно-направленных скважин показало высокую эффективность по малопроницаемым отложениям.

4. Снижение обводненности продукции. В высокообводненных пластах остаются участки с высокой нефтеносностью. При разбуривании боковыми горизонтальными стволами подкровельной части таких пластов удается существенно повысить коэффициент извлечения нефти. Фактически проводится уплотняющее бурение, но с более низкими затратами.

5. Уход от фронта обводнения (нагнетания). При разработке пластов с использованием жестких систем заводнения при прорыве фронта закачиваемых вод добывающие скважины быстро обводняются. В большинстве случаев не удается надежно изолировать обводненные интервалы пласта, поэтому зарезка бокового ствола с уходом от фронта нагнетания в данном случае является самым эффективным методом.

6. Переход на другой (нижележащий) пласт, доразведка.

Выбор участков и зон залежей, эффективных для бурения боковых стволов, в основном проводится по следующей схеме:

- выявление фонда аварийных, высокообводненных и низкодебитных скважин, реабилитация которых возможна только с бурением бокового ствола;
- оценка характера выработки запасов на участках, прилегающих к выделенным скважинам-кандидатам;
- обоснование выбора точки вскрытия пласта и направления проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола;
- обоснование оптимальных интервалов вторичного вскрытия пласта и требований по величине максимальной допустимой депрессии;
- оценка влияния ввода бокового ствола на показатели эксплуатации участка;
- технико-экономическая оценка бурения и эксплуатации бокового ствола.

По результатам анализа выявляется механизм выработки запасов нефти, распределение текущей нефтенасыщенности по пропласткам в пределах участка залежи (при возможности с определением коэффициента текущей нефтенасыщенности);

устанавливается текущее положение водонефтяного и газонефтяного контактов, а также уточняются характеристики скважины-кандидата; наличие заколонных перетоков, техническое состояние эксплуатационных колонн, и т.д.

Рекомендации по проводке бокового ствола делаются на основании геологического строения пласта на участке залежи и по результатам оценки характера выработки запасов нефти.

Для сведения к минимуму влияния интерференции, точка вскрытия пласта при стандартной плотности сетки скважин должна быть по радиусу, не ближе, чем в 50 м от основного ствола. При этом забой бокового ствола должен находиться на расстоянии не менее 200 м от забоя окружающих добывающих скважин. В низкопродуктивных пластах допускается приближение забоя бокового ствола к забою нагнетательной скважины на расстояние до 250 м, а в пластах с повышенной продуктивностью до 350 м. Направление проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола, между окружающими добывающими скважинами должно предусматривать в последующем бурение боковых стволов из других скважин.

Как известно из практики, основное влияние на продуктивность, особенно в низкопроницаемых залежах, оказывает цементирование заколонного пространства скважин в интервале пласта, в которых дебит может быть ниже в 1,5-5 раз, чем в скважинах обсаженных щелевым фильтром или с открытым забоем.

Поэтому наиболее эффективной является обсадка интервала щелевым фильтром, исключая разрушение призабойной зоны пласта. Однако, в случае вскрытия высокозаводненного участка пласта, когда он представлен чередованием промытых водой, с повышенной проницаемостью и частично промытых водой с пониженной проницаемостью прослоев, эффективность эксплуатации бокового ствола будет определяться степенью изоляции водопромытых интервалов пласта. В этом случае, по результатам исследований (возможно бурение «пилотного» ствола) должно проводиться поинтервальное или полное цементирование заколонного пространства в зависимости от вида проходки по пласту (горизонтальной, пологой, вертикально-наклонной) и особенностей строения пласта.

При оценке показателей эксплуатации участков с боковыми стволами обосновываются как показатели работы бокового ствола, так и показатели эксплуатации участка. При этом также делается обоснование оптимальной депрессии на пласт не только для боковых стволов в водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зонах, но и для высокозаводненных участков залежей, так как они представляют собой недонасыщенные нефтью водонефтяные зоны.

Выбор кандидатов-скважин для бурения боковых стволов производился на основе показателей разработки скважин – уровней добычи жидкости и нефти, обводненности скважин. Учитывалось расположение скважин вблизи нагнетательного фонда и вблизи контура ВНК. Рассматривалась степень выработки запасов по пластам.

В работе предлагается на визейском объекте разработки пробурить 2 боковых ствола по скважинам – 181 и 184. При этом формируются следующие денежные потоки проекта (табл. 23).

Таблица 23

Денежные потоки проекта по бурению боковых стволов скважин

Денежные потоки	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	Всего
Курс рубля к доллару в 2016 году	60	60	60	60	60	x
Цена реализации нефти на внешнем рынке (с экспортной пошлиной) в 2016 году, долларов за баррель	50	50	50	50	50	x

Денежные потоки	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	Всего
Курс рубля к доллару в 2018 году	67	67	67	67	67	х
Цена реализации нефти на внешнем рынке (с экспортной пошлиной) в 2018 году, долларов за баррель	84	84	84	84	84	х
Объем добычи нефти, тонн	12262	11280	10378	9340	8406	51666
Цена реализации нефти на внутреннем рынке, руб. за тонну	15000	15000	15000	15000	15000	х
Расходы на энергию по извлечению нефти на тонну, руб.	35	35	35	35	35	х
Расходы по сбору и транспортировке нефти на тонну, руб.	32	32	32	32	32	х
Расходы по технологической подготовке нефти, на тонну, руб.	58	58	58	58	58	х
Выручка, тыс. руб.						
Капитальные вложения на бурение боковых стволов, тыс. руб.	30000	0	0	0	0	30000
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.:						
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс.руб.						
Расходы по сбору и транспортировке нефти, тыс. руб.						
Расходы по технологической подготовке нефти, тыс. руб.						
Прочие данные для расчета НДС						
Ст (ставка НДС по нефти), руб.	919	х	х	х	х	х
Кц (определяется исходя из мировых цен на нефть)	6,979	х	х	х	х	х
Кндпи (устанавливается п. 1 ст. 342.5 НК РФ)	559	х	х	х	х	х
Кд (уровень сложности добычи нефти)	1	х	х	х	х	х
Ккан (особенности добычи нефти в регионе)	1	х	х	х	х	х

Денежные потоки	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	Всего
Кв (степень выработанности конкретной территории недр)	0,8	x	x	x	x	x
Кз (объем запасов нефти на конкретном месторождении)	1	x	x	x	x	x
Кдв (степень выработанности используемой залежи нефти)	0,3	x	x	x	x	x
Ставка дисконтирования, %	13	13	13	13	13	13
1. НДС по старой методике в условиях 2016 г. по ставке, курсу рубля и цене нефти на внешнем рынке, тыс. руб.						
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.						
Налог на прибыль, тыс. руб.						
Чистая прибыль, тыс. руб.						
Денежный поток дисконтированный, тыс. руб.						
Индекс доходности	x	x	x	x	x	
Доход государства, тыс. руб.						
2. НДС по старой методике в условиях 2016 г., но по ставке, текущему курсу рубля и текущей цене нефти на внешнем рынке						
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.						
Налог на прибыль, тыс. руб.						
Чистая прибыль, тыс. руб.						
Денежный поток дисконтированный, тыс. руб.						
Индекс доходности	x	x	x	x	x	
Доход государства, тыс. руб.						
3. НДС по новой методике в условиях 2018, тыс. руб.						
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.						
Налог на прибыль, тыс. руб.						
Чистая прибыль, тыс. руб.						
Денежный поток дисконтированный, тыс. руб.						
Индекс доходности	x	x	x	x	x	
Доход государства, тыс. руб.						

Оценить эффективность налогового маневра, предпринятого Минфином РФ в 2016 г. по изменению формулы расчета НДС. Сделать выводы.

Методические указания к решению задачи.

Дисконтированный денежный поток определяется по чистой прибыли.

Чистая прибыль определяется как разница между выручкой, капитальными затратами, эксплуатационными затратами, налогом на добычу полезных ископаемых (далее – НДСИ).

Выручка определяется по цене реализации нефти на внутреннем рынке.

Доход государства определяется как сумма двух налогов – налога на прибыль и НДСИ.

Налог на прибыль определяется по ставке 20 %.

НДСИ по методике, действовавшей до 2016 года, исчислялся по следующей формуле (24):

$$НДСИ = Q \times 530 \times (C - 15) \times K_{руб.} / 261 \times K_6,$$

(24)

где Q - количество добытой нефти, тонн;

C - цена реализации нефти на внешнем рынке, долларов за баррель;

$K_{руб.}$ - среднегодовой курс рубля к доллару, руб.;

K_6 - коэффициент степени выработанности конкретной территории недр.

НДСИ по методике, действующей после 2016 года, исчисляется по следующей формуле (25):

$$НДСИ = Q \times (Cm \times K_C - K_{НДСИ} \times K_C \times (1 - K_B \times K_3 \times K_D \times K_{ДВ} \times K_{КАН})),$$

(25)

где Cm - ставка НДСИ по нефти;

K_C - коэффициент, который определяется исходя из мировых цен на нефть;

$K_{НДСИ}$ - коэффициент, который устанавливается п. 1 ст. 342.5 НК РФ;

K_B - коэффициент степени выработанности конкретной территории недр;

K_3 - коэффициент объема запасов нефти на конкретном месторождении;

K_D - коэффициент уровня сложности добычи нефти;

$K_{ДВ}$ - коэффициент степени выработанности используемой залежи нефти;

$K_{КАН}$ - коэффициент, характеризующий особенности добычи нефти в регионе.

2. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА

1 вариант

Задача 1.

В таблице 24 представлено «дерево событий» при полной разгерметизация резервуара с СУГ.

Таблица 24

Информация об условиях полной разгерметизации резервуара с СУГ

Событие	Уровень 1	Уровень 2	Сценарий и его вероятность	Сумма ущерба, тыс. руб.
–	–	Ликвидация аварии без негативных последствий	Сценарий 1	–
–	–	0,608	–	170
–	–	Объемный взрыв	Сценарий 2	–
–	–	0,115	–	130
–	–	Сгорание облака	Сценарий 3	–
–	–	0,077	–	227
–	Выброс без мгновенного воспламенения	Прочие последствия	Сценарий 4	–
–	0,8	0,2	–	55
Полная разгерметизация резервуара с СУГ	–	–	–	–
1	Выброс с мгновенным воспламенением	Огненный шар	Сценарий 5	–
–	0,2	0,8	–	195
–	–	Другое	Сценарий 6	–
–	–	0,2	–	98
Всего	–	–	–	–

Рассчитайте вероятности сценариев, коэффициент вариации в случае развития событий полной разгерметизации резервуара с СУГ. Охарактеризуйте риск в данной ситуации по величине.

Методические указания к решению задачи.

Вероятность сценариев определяется как произведение вероятностей событий по каждой «ветке дерева». Вероятность сценариев в сумме должна составлять 1.

Далее необходимо определить среднюю величину ущерба, среднее квадратическое отклонение с учетом вероятностей, коэффициент вариации.

2 вариант

Задача 2.

В таблице 25 представлено «дерево событий» при частичной разгерметизация резервуара с СУГ.

Таблица 25

Информация об условиях полной разгерметизации резервуара с СУГ

Событие	Уровень 1	Уровень 2	Сценарий и его вероятность	Сумма ущерба, тыс. руб.
–	–	Ликвидация аварии без негативных последствий	Сценарий 1	–
–	–	0,93	–	270
–	–	Объемный взрыв	Сценарий 2	–
–	–	0,008	–	360
–	–	Сгорание облака	Сценарий 3	–
–	–	0,027	–	445
–	Истечение без мгновенного воспламенения	Прочие последствия	Сценарий 4	–
–	0,965	0,035	–	150
Частичная разгерметизация резервуара с СУГ	–	–	–	–
1	Истечение с мгновенным воспламенением	Факельное горение	Сценарий 5	–
–	0,035	1	–	510
Всего	–	–	–	–

Рассчитайте вероятности сценариев, коэффициент вариации в случае развития событий частичной разгерметизации резервуара с СУГ. Охарактеризуйте риск в данной ситуации по величине.

Методические указания к решению задачи.

Вероятность сценариев определяется как произведение вероятностей событий по каждой «ветке дерева». Вероятность сценариев в сумме должна составлять 1.

Далее необходимо определить среднюю величину ущерба, среднее квадратическое отклонение с учетом вероятностей, коэффициент вариации.

3. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задача 1.

Определены следующие пять видов капитальных вложений в нефтегазодобывающем предприятии, охарактеризовано их содержание:

1 вид капвложений – это инвестиции, связанные с заменой физически или морально изношенного оборудования (замена оборудования нефтедобычи, не входящего в сметы строек);

2 вид капвложений – это инвестиции, направляемые на модернизацию оборудования, которые осуществляются главным образом для снижения производственных затрат, а также улучшение уровня качества продукции предприятия (замена оборудования на более производительное, качественное);

3 вид капвложений – это инвестиции в расширение производства. Такой тип инвестиционных проектов направлен на увеличение выпуска продукции на существующих производствах, предназначенной для освоенных рынков при увеличении спроса на продукцию, а также освоение новых видов продукции (бурение новых скважин, осуществление ГТМ и прочее);

4 вид капвложений – это инвестиции, направленные на диверсификацию, предусматривающие изменение действующего ассортимента продукции, в том числе организацию производства новых видов продукции, освоение новых рынков сбыта (газовые проекты, зарубежные проекты);

5 вид капвложений – стратегические инвестиции, направленные на массовое освоение на предприятии инновационных технологий, связанный с этим рост конкурентоспособности производимой продукции, а также управление всеми видами рисков.

Необходимо в рамках эвристического метода оценки рисков дать оценку рискам по пятибалльной системе.

Для этого четыре эксперта выразили свои мнения по поводу оценки рисков, которые оказались абсолютно согласованными (одинаковыми) (табл. 26).

Другие четыре эксперта дали свою оценку рискам (табл. 27).

Таблица 26

Балльная оценка рисков капитальных вложений в случае полного согласования мнений экспертов (эксперты дали одинаковую оценку рискам)

	1 вид	2 вид	3 вид	4 вид	5 вид
1 эксперт	1	2	3	4	5
2 эксперт	1	2	3	4	5
3 эксперт	1	2	3	4	5
4 эксперт	1	2	3	4	5
Суммарный ранг важности					
Средняя оценка суммарного ранга риска					

Определите двумя способами с помощью коэффициента конкордации уровень согласованности мнений экспертов. Сделайте вывод об уровне рисков капитальных вложений в нефтегазодобывающем предприятии.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 1 из раздела 2 «Практические задания».

Таблица 27

Балльная оценка рисков капитальных вложений в случае несогласования мнений экспертов (эксперты дали разную оценку рискам)

	1 вид	2 вид	3 вид	4 вид	5 вид
1 эксперт	4	1	2	3	5
2 эксперт	3	2	4	1	5
3 эксперт	1	2	4	3	5
4 эксперт	2	1	3	3	4
Суммарный ранг важности					
Средняя оценка суммарного ранга риска					

Задача 2.

Определены потери по проекту В и проекту Г в ходе определенного количества наблюдений (табл. 28).

Таблица 28

Исходные данные для определения рисков по проектам А и Б

№ события	Потери, млн. руб. в год	Ранжированный ряд потерь по нарастающей	Кумулята	№ события	Потери, млн. руб. в год	Ранжированный ряд потерь по нарастающей	Кумулята
Проект В				Проект Г			
1	100			1	25		
2	190			2	47		
3	200			3	13		
4	300			4	0		
5	0			5	100		
6	80			6	60		
7	125			7	7		
8	370			8	12		
9	410			9	7		
10	135			10	8		
				11	15		
				12	3		
				13	5		
				14	14		

№ события	Потери, млн. руб. в год	Ранжированный ряд потерь по нарастающей	Кумулята	№ события	Потери, млн. руб. в год	Ранжированный ряд потерь по нарастающей	Кумулята
Проект В				Проект Г			
				15	18		
				16	12		
				17	24		

Рассчитайте уровень риска по каждому проекту с помощью кривой Лоренца. Сделайте выводы об уровне риска проектов В и Г.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 2 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 3.

В таблице 29 представлены статистические данные о динамике важнейших показателей на рынке нефти в РФ: среднефактическая экспортная цена нефти, курс рубля к доллару, полная себестоимость добычи нефти, объем экспорта нефти. На основе данных показателей необходимо рассчитать прибыль от экспорта нефти.

Таблица 29

Статистические показатели динамики рынка нефти в РФ

Наименование показателя	Годы				
	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год
Среднефактическая экспортная цена нефти, долл. за тонну	250	270	370	395	401
Курс рубля к доллару, руб.	63,7	66,2	58,1	64,6	62,8
Полная себестоимость добычи нефти, руб. за тонну	8596	9023	10113	11370	14558
Объем экспорта нефти, млн. тонн	244,5	254,9	252,8	260,6	269,2
Прибыль от экспорта нефти, млрд. руб.					

1. Сделайте факторный анализ прибыли от экспорта нефти за 4-й и 5-й годы.
2. Определите коэффициент вариации по каждому факторному показателю.
3. Ответьте на вопрос, какие факторы в наибольшей степени влияли на прибыль?

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 3 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 4.

Рентабельность деятельности предприятия изменялась на протяжении 10 лет следующим образом (табл. 30).

Таблица 30

Показатели рентабельности деятельности предприятия

Наименование показателя	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год
Рентабельность деятельности, %	22	18	20	20	24	24	25	24	18	22

1. Рассчитайте коэффициент вариации.

2. Спрогнозируйте в будущем периоде возможный диапазон изменения рентабельности деятельности.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 5 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 5.

В течение 8 кварталов предприятие выплачивало штрафы за превышение предельных размеров выбросов вредных веществ в атмосферу (табл. 31).

Таблица 31

Размеры уплаченных штрафов за превышение предельных размеров выбросов вредных веществ в атмосферу

	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	5 кв.	6 кв.	7 кв.	8 кв.
Сумма штрафа, тыс. руб.	190	210	100	190	103	210	190	90

1. Рассчитайте коэффициент вариации.

2. Спрогнозируйте в будущем квартале возможный диапазон изменения суммы штрафов.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 6 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 6.

В статистике представлено количество происшествий в бурении за 8 лет в стране и в одном из ее регионов (табл. 32).

Таблица 32

Количество происшедших в бурении аварий

Годы	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год
Страна	1270	720	1602	568	3609	2001	934	878
Регион	10	46	57	45	61	40	38	15

1. Рассчитайте коэффициент вариации. Где риск происшествий в бурении выше: в стране или в регионе?

2. Спрогнозируйте в будущем году возможный диапазон изменения числа происшествий в бурении.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 7 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 7.

Имеется статистика по уплате обязательных страховых платежей от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в добыче сырой нефти и природного газа в нефтегазодобывающих предприятиях (табл. 33).

Таблица 33

Обязательные страховые платежи от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в добыче сырой нефти и природного газа, тыс. руб.

Годы	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	11 год	12 год
НГДУ 1	801,0	456,2	434,2	705,5	890,9	751,5	504,6	1164,0	824,7	1246,2	1394,9	1482,8
НГДУ 2	48,1	114,4	57,5	129,4	10,9	60,6	70,3	75,1	34,8	45,1	55,5	26,0

1. Определите коэффициент вариации обязательных страховых платежей в НГДУ-1 и НГДУ-2. Где вероятность уплаты страховых взносов от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в добыче сырой нефти и природного газа выше?

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 8 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 8.

Имеется следующая статистика по региону (табл. 34).

Таблица 34

Статистика нефтегазодобывающих предприятий в регионе

Наименование показателя	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год
Количество долот при бурении скважин на нефть и газ, штук	113	109	124	135	127	112	119	137
Скважины, сданные нефтегазодобывающим предприятиям, единиц	59	63	59	60	44	47	53	62

Наименование показателя	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год
Средняя глубина газовых скважин законченных эксплуатационным бурением, м***	2300	2800	2950	2700	2790	3200	2500	2904
Цена долота бурового трехшарошечного диаметром 125 мм (поставщик ОАО «Сибирьбурмашстрой»), тыс. руб.	15,25	18,50	14,27	15,05	11,38	14,70	16,40	14,15

Примечание: *** Определяется делением суммарного метража газовых скважин с начала бурения на количество скважин законченных бурением (строительством)

1. Рассчитать вероятную глубину газовых скважин, законченных эксплуатационным бурением в 9-м году.

2. Определить вероятные затраты нефтегазоперерабатывающих предприятий на долото шарошечное (в пересчете на трехшарошечное долото диаметром 125 мм) в 9-м году.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 9 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 9.

Данные о получении прибыли и случаях ее наблюдения в проектах W и Y расположены в таблице 35.

Таблица 35

Сведения о прибыли по проектам А и Б

№ события	Полученная прибыль, тыс. руб. (X)	Число случаев наблюдений (n)
Проект W		
1	350	18

№ события	Полученная прибыль, тыс. руб. (X)	Число случаев наблюдений (n)
2	400	16
3	500	24
Проект Y		
1	100	25
2	120	50
3	150	20

1. Определить среднее ожидаемое значение прибыли, дисперсию, среднее квадратическое отклонение, коэффициент вариации. Какой проект является наиболее прибыльным и наиболее рискованным?

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 10 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 10.

Имеется информация о доходности некоторых активов на рынке ценных бумаг (табл. 36).

Таблица 36

Доходность активов на рынке ценных бумаг

Показатели	Вероятность исхода	Варианты инвестирования		
		Казначейские облигации	Корпоративные облигации	Акции компаний
1. Доходность, %				
глубокий спад	0,05	8	14	4
незначительный спад	0,2	8	10	7
стабильная ситуация	0,5	8	11	15
незначительный подъем	0,2	8	9	16
сильный подъем	0,05	8	9,5	23

1. Определите ожидаемую доходность, дисперсию, среднее квадратическое отклонение, коэффициент вариации. Какой вариант инвестирования является наиболее предпочтительным для предприятия и почему?

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 11 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 11.

Имеется информация о доходности вложений в пакеты акций В и Д (табл. 37).

Доходность вложений в пакеты акций В и Д

Показатели	Пакеты акций			
	В		Д	
	величина, тыс. руб.	вероятность	величина, тыс. руб.	вероятность
Оценка доходности				
оптимистическая	25	0,25	15	0,25
наиболее вероятная	37	0,5	25	0,5
пессимистическая	44	0,25	17	0,25

1. Определить показатели: средняя ожидаемая доходность, размах колебаний, дисперсия, среднее квадратическое отклонение, коэффициент вариации. В какой пакет акций выгоднее инвестировать и почему?

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 12 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 12.

Имеется информация о числе случаев наблюдения величины фондового индекса РТС и рыночной стоимости акции ОАО «Сургутнефть» за определенный период времени (табл. 38).

Таблица 38

Информация о стоимости акции ОАО «Сургутнефть» и фондовом индексе РТС

Число случаев наблюдения	Фондовый индекс РТС (X_i)	Рыночная стоимость акции ОАО «Сургутнефть» (Y_i)
1	148,2	1067,27
2	155,5	1026,1
3	118,73	1125,7
4	151,7	1195,75

1. Вычислить бета-коэффициент для акции компании ОАО «Сургутнефть» и фондового индекса РТС.

2. Определить вид акции.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 13 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 13.

Имеется информация об активах и их бета-коэффициентах (табл. 39).

Таблица 39

Сведения о портфеле активов

Активы	Доля активов в портфеле	Бета-коэффициент активов
А	0,12	1
В	0,18	1,2
С	0,25	1,8
Д	0,35	0,7
Е	0,10	0,5

1. Определить бета-коэффициент портфеля.
2. Целесообразно ли создавать портфель из данных пяти активов и почему?

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 14 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 14.

В финансовом портфеле находятся три вида акций А, В и С. Их доходность составляет: 10%, 12% и 16% соответственно. Возможны 3 варианта формирования портфеля:

- вариант 1: 50% акций А и по 25% акций В и С;
- вариант 2: 20% акций А, 50% акций В и 30% акций С;
- вариант 3: 10% акций А, 20% акций В и 70% акций С.

Какой вариант предпочтет инвестор и почему? Составьте свой наиболее выгодный портфель акций.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 15 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 15.

Имеется информация о доходности отдельных активов и вероятности получения такой доходности (табл. 40).

Таблица 40

Доходность активов А и В и вероятность их получения

Наименование показателя	Доходность активов, %	
	А	В
1. Вероятность (P _i)		
0,1	12	20
0,2	16	18
0,25	20	16
0,15	22	19
0,2	24	14
0,1	28	12

1. Определить целесообразность объединения 50% активов А и 50 % активов В в портфель.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 16 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 16.

Имеется следующая информация о доходности активов (табл. 41).

1. Составьте портфели из акций и докажите их целесообразность. Рекомендованы следующие портфели:

- 50 % акций А и 50 % акций Д (парная корреляция активов равна -0,9);
- 50 % акций С и 50 % акций Д (парная корреляция активов равна -0,9);
- 50 % акций В и 50 % акций С (парная корреляция активов равна 0,7).

Какова роль актива Д в формировании портфелей?

Таблица 41

Исходные данные для составления портфелей				
Актив	Доходность, %			
	1 год	2 год	3 год	4 год
А	16	12	20	24
Б	20	16	24	30
С	16	20	30	24
Д	30	24	20	14

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 17 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 17.

В таблице 42 представлено «дерево решений» относительно рентабельности собственного капитала в дочернем подразделении нефтяной компании.

Таблица 42

«Дерево решений» по рентабельности собственного капитала предприятия			
Факторы риска			
1 уровень	2 уровень	3 уровень	Расчет
1. Риск снижения чистой прибыли=0,6	1.1 Риск снижения выручки=0,4	1.1.1 Риск сокращения основной деятельности=0,4	
		1.1.2 Риск уменьшения давальческого сырья=0,6	
	1.2 Риск роста операционных затрат=0,15	1.2.1 Риск роста цен на энергозатраты=0,2	
		1.2.2 Риск роста ремонтного фонда=0,8	
1.3 Риск изменения налоговой системы=0,05		х	
2. Риск роста финансовой зависимости=0,4	2.1 Риск роста неплатежей=0,3	2.1.1 Риск роста дебиторской задолженности=0,6	
		2.1.2 Риск роста задолженности по краткосрочным кредитам=0,4	
	2.2 Риск роста величины долгосрочного заемного капитала=0,1	х	
Всего			

1. Укажите формулу рентабельности собственного капитала предприятия.

2. Необходимо оценить возможность снижения рентабельности собственных средств по каждому сценарию в дочернем подразделении нефтяной компании.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 18 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 18.

В НГДУ реализуется проект по добыче и реализации газа. Предполагается ввести газотурбинную установку для производства собственной более дешевой электроэнергии, сократив при этом или полностью исключив расходы на покупку энергии от районной ТЭЦ. Реализация проекта принесет 53,2 млрд. руб. ЧДД (табл. 43). Величина ЧДД зависит от трех факторов:

- величины капитальных вложений, необходимых для внедрения установки;
- цены покупаемой энергии;
- цены реализации газа.

Таблица 43

Изменение чистого дисконтированного дохода проекта
в зависимости от влияющих факторов

Факторы изменения	Измененный ЧДД, млрд. руб.	Прирост (снижение) ЧДД, млрд. руб.	Прирост (снижение) ЧДД, %	Коэффициент эластичности
1. Рост капитальных вложений	37,52			
2. Экономия затрат на энергоресурсы за счет снижения доли покупаемой энергии	44			
3. Снижение цены реализации газа	50,8			

1. Определить степень чувствительности инвестиционного проекта к факторам риска при их изменении на 10%.

2. Какой фактор оказал наибольшее влияние на изменение ЧДД?

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 19 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 19.

На предприятии реализуется инвестиционный проект по добыче нефти (табл. 44).

Таблица 44

Денежные потоки инвестиционного проекта

Денежные потоки	1 год	2 год	3 год	Всего
Объем добычи нефти, тонн	7500	7400	6900	
Цена реализации нефти на внутреннем рынке, руб. за тонну	17000	16500	17200	x
Выручка, тыс. руб.				
Капитальные вложения в добычу нефти, тыс. руб.	30000	0	0	
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.:				

Денежные потоки	1 год	2 год	3 год	Всего
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс. руб.	338	377	380	
Расходы по сбору и транспортировке нефти, тыс. руб.	225	237	228	
Расходы по технологической подготовке нефти, тыс. руб.	510	518	518	
Амортизация оборудования, тыс. руб.	18300	21000	25400	
Затраты на оплату труда, тыс. руб.	8100	8500	9200	
НДПИ, тыс. руб.	25866	25521	23796	
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.				
Налог на прибыль, тыс. руб.				
Чистая прибыль, тыс. руб.				
Ставка дисконтирования, %	10	10	10	10
Денежный поток дисконтированный, тыс. руб.				
Индекс доходности	x	x	x	
1. При росте капвложений на 10% и амортизации на 3%				
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.				
Чистая прибыль, тыс. руб.				
ЧДД, млн. руб.				
Индекс доходности	x	x	x	
2. При росте ставки ЦБ РФ на 0,5%				
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.				
Чистая прибыль, тыс. руб.				
ЧДД, млн. руб.				
Индекс доходности	x	x	x	
3. При снижении объема добычи на 3%				
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.				
Чистая прибыль, тыс. руб.				
ЧДД, млн. руб.				
Индекс доходности	x	x	x	

1. Оцените чувствительность проекта при изменении ряда факторов. Какие факторы оказали наибольшее влияние на эффективность проекта? Какие факторы являются наиболее рискованными?

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 20 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 20.

Согласно стратегическому плану в определенном году должно быть реализовано газа на сумму 600 млн. руб., затраты на его производство составляют 450 млн. руб., в т.ч. постоянные - 250 млн. руб., переменные - 200 млн. руб. Следовательно, будет получено прибыли 150 млн. руб. (табл. 45).

Исходные данные по проекту реализации газа

Показатели	Исходный вариант	Увеличение цен на 10%	Увеличение энергозатрат на 10%
1. Объем реализации, млн. руб.	600		
2. Затраты на производство, всего, млн. руб.	450		
в т.ч.:			
переменные	200		
постоянные	250		
3. Прибыль, млн. руб.	150		
4. То же в % к базисному периоду	x		
5. Коэффициент эластичности	x		

1. Определить, каким образом изменится прибыль, если цены на газ снизятся на 10% или энергетические затраты, составляющие 20% в затратах на производство, увеличатся на 10%.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 21 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 21.

Проект развития нефтедобывающего предприятия требует определенных инвестиций. По проекту рассчитаны чистые денежные потоки по годам его реализации. Ставка дисконта равна 20% (табл. 46).

Исходные данные проекта развития нефтедобывающего предприятия

Год	Денежный поток, млн. руб.	Вариант 1 (r=18%)		Вариант 2 (r=33%)	
		λ	PV	λ	PV
0	500				
1	145				
2	196				
3	247				
4	300				
Итого	.-	.-		.-	
NPV	.-	.-		.-	

1. Рассчитать чистый дисконтированный доход проекта (NPV, ЧДД), внутреннюю норму доходности (IRR, ВНД), индекс доходности (PI, ИД), дисконтированный срок окупаемости, дюрацию проекта.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 22 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 22.

Нефтяная компания планирует вложить в освоение месторождения собственные средства (табл. 47).

Таблица 47

Исходные данные инвестиционного проекта			
Первоначальные инвестиции, млн. руб.	Ежегодные чистые денежные потоки, млн. руб.	Срок отработки месторождения, лет	Ставка дисконта, %
155	205	5	10
x	156	4	10

1. Рассчитать чистую текущую стоимость проекта, внутреннюю норму доходности, индекс доходности и простой срок окупаемости инвестиций.

Для решения данной задачи следует руководствоваться методическими рекомендациями к задаче 23 из раздела 2 «Практические задания».

Задача 23.

Нефтяная компания планирует вложить в освоение месторождения собственные и заемные средства (табл. 48).

Таблица 48

Исходные данные инвестиционного проекта			
Первоначальные инвестиции, млн. руб.	Ежегодные чистые денежные потоки, млн. руб.	Срок отработки месторождения, лет	Ставка дисконта, %
59	23	7	12
x	16	2	12

1. Рассчитать чистую текущую стоимость проекта, внутреннюю норму доходности, индекс доходности и простой срок окупаемости инвестиций.

Задача 24.

В таблице 49 представлено «дерево событий» при полной разгерметизация резервуара с СУГ.

Таблица 49

Информация об условиях полной разгерметизации резервуара с СУГ				
Событие	Уровень 1	Уровень 2	Сценарий и его вероятность	Сумма ущерба, тыс. руб.
–	–	Ликвидация аварии без негативных последствий	Сценарий 1	–
–	–	0,608	–	190
–	–	Объемный взрыв	Сценарий 2	–
–	–	0,115	–	130

Событие	Уровень 1	Уровень 2	Сценарий и его вероятность	Сумма ущерба, тыс. руб.
–	–	Сгорание облака	Сценарий 3	–
–	–	0,077	–	237
–	Выброс без мгновенного воспламенения	Прочие последствия	Сценарий 4	–
–	0,7	0,2	–	55
Полная разгерметизация резервуара с СУГ	–	–	–	–
1	Выброс с мгновенным воспламенением	Огненный шар	Сценарий 5	–
–	0,3	0,6	–	195
–	–	Другое	Сценарий 6	–
–	–	0,4	–	78
Всего	–	–	–	–

Рассчитайте вероятности сценариев, коэффициент вариации в случае развития событий полной разгерметизации резервуара с СУГ. Охарактеризуйте риск в данной ситуации по величине.

Вероятность сценариев определяется как произведение вероятностей событий по каждой «ветке дерева». Вероятность сценариев в сумме должна составлять 1.

Далее необходимо определить среднюю величину ущерба, среднее квадратическое отклонение с учетом вероятностей, коэффициент вариации.

Задача 25.

В таблице 50 представлено «дерево событий» при частичной разгерметизации резервуара с СУГ.

Таблица 50

Информация об условиях полной разгерметизации резервуара с СУГ

Событие	Уровень 1	Уровень 2	Сценарий и его вероятность	Сумма ущерба, тыс. руб.
–	–	Ликвидация аварии без негативных последствий	Сценарий 1	–
–	–	0,93	–	270

Событие	Уровень 1	Уровень 2	Сценарий и его вероятность	Сумма ущерба, тыс. руб.
–	–	Объемный взрыв	Сценарий 2	–
–	–	0,008	–	360
–	–	Сгорание облака	Сценарий 3	–
–	–	0,027	–	445
–	Истечение без мгновенного воспламенения	Прочие последствия	Сценарий 4	–
–	0,955	0,035	–	250
Частичная разгерметизация резервуара с СУГ	–	–	–	–
1	Истечение с мгновенным воспламенением	Факельное горение	Сценарий 5	–
–	0,045	1	–	610
Всего	–	–	–	–

Рассчитайте вероятности сценариев, коэффициент вариации в случае развития событий частичной разгерметизации резервуара с СУГ. Охарактеризуйте риск в данной ситуации по величине.

Вероятность сценариев определяется как произведение вероятностей событий по каждой «ветке дерева». Вероятность сценариев в сумме должна составлять 1.

Далее необходимо определить среднюю величину ущерба, среднее квадратическое отклонение с учетом вероятностей, коэффициент вариации.

4. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Что такое риск?
2. Чем риск отличается от неопределенности?
3. Каковы единицы измерения риска?
4. Что такое ущерб?
5. Как определить вероятность события?
6. Назовите виды риска для нефтегазодобывающих предприятий?
7. Что такое дисперсия, как она определяется?
8. Что такое среднее квадратическое отклонение, как оно определяется?
9. Что такое коэффициент вариации?
10. Что такое размах вариации?
11. Какова роль дисперсии, среднеквадратического отклонения, коэффициента вариации в оценке рисков?
12. Что такое мера риска?
13. Что такое ожидаемая доходность?
14. Что такое бета-коэффициент?
15. Как определить риск портфеля?
16. Что означает коэффициент парной корреляции и какова его роль в оценке рисков?
17. Какие расчетно-аналитические методы определения рисков вы знаете?
18. Какие эвристические методы определения рисков вы знаете?
19. Какие статистические методы определения рисков вы знаете?
20. К какому классу профессионального риска относится деятельность в нефтегазодобыче?
21. В чем состоит методика расчета опережающих индикаторов в нефтегазодобыче по информации Росстата?
22. Как оценивают риски нефтегазодобывающие предприятия по опережающим индикаторам в настоящее время?
23. Какие вы знаете способы управления рисками?
24. Что такое лимитирование рисков?
25. Что такое внутреннее и внешнее страхование рисков?
26. Что такое хеджирование рисков?
27. Как связаны между собой величина ущерба и вероятности риска?
28. Как определить чистый дисконтированный доход проекта, внутреннюю норму доходности, индекс доходности, дюрацию, срок окупаемости инвестиций?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Практическое освоение курса «Оценка и анализ рисков» в объеме предложенных задач и подходов к их решению позволит укрепить знания в области методов системного анализа деятельности нефтегазодобывающего предприятия, методик разработки и оценки стратегий развития предприятия, этапов жизненного цикла проектов развития предприятия, научит магистра комплексно анализировать и оценивать риски, разрабатывать стратегии действий, управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла, принимать конкретные решения для ее реализации, исключая или уменьшающие риски хозяйственных ситуаций.

В практической деятельности в будущем магистру пригодятся навыки постановки цели и формулирования задач членам команды, связанных с подготовкой и реализацией проекта, умения разрабатывать проект с учетом анализа альтернативных вариантов его реализации, определять целевые этапы, основные направления работ, применять эффективные стили руководства командой для достижения поставленной цели.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бабаскин, С. Я. Инновационный проект: методы отбора и инструменты анализа рисков. Учебное пособие / С. Я. Бабаскин. — Москва: Дело, 2014. — 240 с. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/50995.html>
2. Васин, С.М. Управление рисками на предприятии: учебное пособие / С.М.Васин, В.С.Шутов. – М.: КНОРУС, 2010. – 304 с.
3. Галеев, А. Д. Анализ риска аварий на опасных производственных объектах: учебное пособие / А. Д. Галеев, С. И. Поникаров. — Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2017. — 152 с. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/79263.html>
4. Гончаренко, Л.П. Риск-менеджмент: учебное пособие / Л.П. Гончаренко, С.А. Филин; под ред. д.техн.наук, проф., засл. деятеля науки РФ Е.А.Олейникова. – 3 – е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2010. – 216 с.
5. Марченко, Б. И. Анализ риска: основы оценки экологического риска: учебное пособие / Б. И. Марченко. — Ростов-на-Дону, Таганрог: Издательство Южного федерального университета, 2018. — 148 с. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/87699.html>
6. Оценка пожарного риска на производственных объектах: учебное пособие / Ю. И. Иванов, В. А. Зубарева, Д. А. Беспёрстов, Н. А. Пашкевич. — Кемерово: Кемеровский технологический институт пищевой промышленности, 2014. — 230 с. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/61273.html>
7. Стоимостная оценка нефтегазовых месторождений и участков недр: учебно-методическое пособие / А. А. Герт, Н. А. Супрунчик, О. Г. Немова, К. Н. Кузьмина. — Москва: Геоинформмарк, Геоинформ, 2010. — 195 с. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/16871.html>

Учебное издание

Составитель
Алексеева Наталья Анатольевна

ОЦЕНКА И АНАЛИЗ РИСКОВ: ПРАКТИКУМ

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 4, каб. 207
Тел./факс: + 7 (3412) 50-02-95 E-mail: editorial@udsu.ru

Типография
Издательского центра «Удмуртский университет»
426034, Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 2.
Тел. 68-57-18