

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)

ОСНОВЫ МЕНЕДЖМЕНТА НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Методические указания

Ухта, УГТУ, 2015

УДК 005 (075.8)
ББК 65.291.21 я7
П 12

Павловская, А. В.

П 12 Основы менеджмента на нефтегазовых предприятиях [Текст] : метод. указания / А. В. Павловская, О. В. Андрухова. – Ухта : УГТУ, 2015. – 31 с.

Методические указания предназначены для выполнения контрольной работы для бакалавров направления подготовки 131000.62 Нефтегазовое дело профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ», профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

В методических указаниях приведены рабочая программа дисциплины, варианты заданий к контрольной работе, методические указания к решению задач.

Содержание указаний соответствует рабочей учебной программе.

УДК 005 (075.8)
ББК 65.291.21 я7

Методические указания рассмотрены и одобрены заседанием кафедры организации и планирования производства протокол №6 от 26.01.2015 г.

Рецензент: П. Н. Пармузин, доцент кафедры организации и планирования производства Ухтинского государственного технического университета.

Редактор: А. В. Павловская, профессор кафедры организации и планирования производства Ухтинского государственного технического университета, к.э.н.

Корректор: А. Ю. Васина. Технический редактор: Л. П. Коровкина.

В методических указаниях учтены предложения рецензента и редактора.

План 2015 г., позиция 173.

Подписано в печать 31.03.2015 г. Компьютерный набор.

Объем 31 с. Тираж 100 экз. Заказ №294.

© Ухтинский государственный технический университет, 2015
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.
Типография УГТУ.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.

Введение

Целью преподавания дисциплины является изучение принципов и функций менеджмента в нефтяной и газовой промышленности России с целью формирования знаний, необходимых для практической инженерно-управленческой деятельности на предприятиях ТЭК в условиях рыночной экономики.

Основная задача дисциплины – изучение роли, места, значения менеджмента в условиях рыночной экономики, изучение методов рациональной организации производства и управления на предприятиях ТЭК, раскрытие основных функций менеджмента, приобретение навыков и методов принятия управленческих решений.

В результате изучения дисциплины бакалавр должен знать:

- основные принципы и функции менеджмента;
- основные принципы применения практических методов и приёмов производственного, инновационного, финансового менеджмента, а также менеджмента персонала;
- современные организационные формы управления производством на нефтегазодобывающих предприятиях и в акционерных нефтяных компаниях;
- современные формы организации менеджмента в России и за рубежом;
- методики расчёта экономической и коммерческой эффективности внедрения мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса.

Бакалавр должен уметь:

- применять основные теоретические положения менеджмента на практике;
- определять правильный выбор стиля работы, взаимоотношений с подчинёнными, формы работы с персоналом;
- использовать систему материальных, моральных и иных стимулов для повышения эффективности работы персонала;
- формировать стратегию развития предприятия;
- использовать теоретические и практические методы и приёмы менеджмента в будущей практической деятельности для определения стратегии и направлений повышения эффективности деятельности фирмы в условиях рынка;
- производить оценку эффективности внедрения достижений научно-технического прогресса;
- производить технико-экономическое обоснование технологических вариантов разработки нефтяных и газовых месторождений.

1 Рабочая программа дисциплины

Тема 1. Предмет, метод и содержание дисциплины

Предмет, метод и задачи науки об управлении производством. Содержание дисциплины и взаимосвязь с другими дисциплинами учебного плана. Роль и место дисциплины в системе организационно-управленческой и экономической подготовки специалистов. Развитие теории и практики менеджмента. Понятие менеджмента и управления. Их взаимосвязь. Формы разделения управленческого труда: горизонтальное и вертикальное разделение. Виды управленческого труда: эвристический, административный и операторный труд. Специфические особенности управленческого труда. Субъекты и объекты управления. Внутренняя среда организации. Внешняя среда в бизнесе. Роли, задачи и навыки менеджмента. Качества эффективного менеджера. Функция планирования в современном менеджменте. Функция организации в современном менеджменте. Функция мотивации в современном менеджменте. Современная теория мотивации. Функция контроля в современном менеджменте. Сущность управленческого контроля. Предварительный, текущий и заключительный контроль. Этапы процесса контроля. Аспекты и характеристика управленческого контроля.

Тема 2. Производственные системы и современные тенденции их развития

Условия функционирования рыночного механизма. Организация как производственная система. Черты и признаки предприятия. Формы собственности: хозяйственная, экономическая и социальная деятельность предприятия. Организационно-правовые формы предприятий: государственные и муниципальные предприятия, акционерные общества, полные товарищества и товарищества на вере, общества с ограниченной ответственностью и общества с дополнительной ответственностью, производственные кооперативы, совместные предприятия. Аренда имущества.

Тема 3. Связующие процессы управления

Коммуникационный процесс и его характеристика. Элементы и этапы процесса коммуникаций. Классификация управленческих решений. Этапы рационального решения проблем. Методы менеджмента. Моделирование управленческих ситуаций. Типы моделей. Методы принятия решений. Критерии оценки эффективности управленческого решения на различных уровнях.

Тема 4. Управление предприятием. Автоматизированные системы управления производством

Стили управления организацией. Характеристика авторитарного и коллективного стилей руководства. Методы управления производством. Характеристика экономических, организационных, распорядительских, административно-психологических методов управления производством. Автоматизированные системы управления производством.

Тема 5. Основы организации производства на нефтегазодобывающей организации

Особенности организации производственного процесса добычи нефти и газа. Организация работ по поддержанию пластового давления. Организация процесса непосредственной добычи нефти. Организация перекачки и подготовки нефти. Организация капитального и текущего подземного ремонта скважин.

Тема 6. Стратегия маркетинга

Содержание и сущность маркетинга на предприятии. Принципы и функции маркетинга. Этапы маркетинговой деятельности на нефтегазодобывающей организации.

Тема 7. Планирование деятельности предприятия в условиях рынка

Функция планирования в современном менеджменте. Система планов предприятия. Состав плана экономического и социального развития на нефтегазодобывающей организации. Методы разработки планов. Состав и содержание разделов бизнес-плана. Расчёт критического объёма добычи нефти. Содержание и сущность стратегического планирования. Этапы стратегического планирования. Виды и функции стратегий. Анализ внешней и внутренней среды организации. SWOT – анализ. Миссия и цели организации. Выбор стратегических альтернатив. Управление реализацией стратегического плана и контроль за его выполнением. Показатели плана производства и реализации продукции нефтегазодобывающего предприятия. Управление запасами материально-технических ресурсов. Оперативное управление производством. Методы управления проектами.

Тема 8. Организация и планирование создания и освоения новой техники

Содержание и сущность управления инновационной и научно-технической деятельностью предприятия. Направления инновационной деятельности нефтегазодобывающих организаций. Источники финансирования техническо-

го развития предприятия. Методика оценки экономической и коммерческой эффективности научно-технических мероприятий в разработке нефтегазовых месторождений.

Тема 9. Планирование труда, заработной платы и социального развития коллектива предприятия

Содержание и сущность технического нормирования труда в строительстве скважин. Виды норм труда. Классификация затрат рабочего времени. Методы изучения затрат рабочего времени. Фотография рабочего времени и хронометраж. Планирование роста производительности труда по факторам. Планирование персонала. Планирование фонда заработной платы и выплат социального характера. Направления работ по научной организации труда на нефтегазодобывающих предприятиях.

Тема 10. Планирование себестоимости продукции, прибыли и мероприятий по охране труда и рациональному использованию природных ресурсов

Планирование сметы затрат на производство и реализацию продукции, работ, услуг. Планирование снижения себестоимости товарной продукции по основным технико-экономическим факторам. Планирование балансовой, валовой, налогооблагаемой и чистой прибыли. Механизм распределения чистой прибыли. Планирование рентабельности и методы их расчёта. Планирование мероприятий по охране труда и рациональному использованию природных ресурсов.

Тема 11. Финансовый план. Учёт и анализ на предприятии

Денежные ресурсы предприятия, источники образования и направления использования. Финансовый план предприятия, его содержание и порядок разработки. Показатели платёжеспособности и финансовой устойчивости предприятия. Виды учёта на предприятии. Анализ производственной программы на нефтегазодобывающем предприятии. Анализ труда и заработной платы. Анализ себестоимости добычи нефти и газа.

2 Варианты контрольных заданий по дисциплине

Вариант 1

1. Основные принципы и функции менеджмента.
2. Сущность производственного менеджмента. Планирование объемов добычи нефти и газа на нефтегазодобывающих предприятиях.
3. Состав и содержание разделов бизнес-плана.
4. Задача. Определить годовой объем добычи нефти на планируемый год при исходных данных, приведённых в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Количество
1	Добыча нефти из старых скважин в предшествующем году	тыс. т.	950
2	Число новых скважин, вводимых в году: – предшествующем – планируемом	скв. скв.	15 20
3	Дебит новой скважины в году: – предшествующем – планируемом	т/сут. т/сут.	28 31
4	Коэффициент эксплуатации в планируемом году новых скважин, введенных в предшествующем году	доли ед.	0,975
5	Коэффициент изменения добычи нефти	доли ед.	0,935
6	Среднее время эксплуатации одной новой скважины в планируемом году	сут.	180

Вариант 2

1. Основные функции менеджмента: организация, планирование, мотивация и контроль.
2. Сущность производственного менеджмента. Система технико-экономических показателей производственной программы нефтегазодобывающего предприятия.
3. Методы управления производством.
4. Задача. Составить баланс нефти на планируемый год по исходным данным, приведённым в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Количество
1	Плановая добыча нефти	тыс. т.	3250
2	Норма расхода нефти на промывку скважин	т/скв.- мес. отработанный	0,5
3	Норма расхода нефти на гидроразрыв пласта	т/скв.-мес. отработанный	0.65
4	Объём работ по промывке скважин	скв.-мес. отработанный	1250

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Количество
5	Объём работ по гидроразрыву пласта	скв.-мес. отработанный	460
6	Лимит отпуска нефти на сторону: - УБР - ЖКХ	т	2300
		т	450
7	Остаток нефти в товарных ёмкостях на начало года	т	19315
8	Нормативное число дней задержки нефти в товарных ёмкостях	сут.	3
9	Потери нефти при деэмульсации в процентах от плановой добычи нефти	%	1,8

Вариант 3

1. Связующие процессы менеджмента: коммуникации и принятие решений. Классификация управленческих решений. Этапы принятия управленческих решений.
2. Сущность менеджмента персонала. Методика планирования роста производительности труда по основным технико-экономическим факторам.
3. Принципы менеджмента.
4. Задача. Определить коэффициент использования фонда скважин и коэффициент эксплуатации, если на начало планируемого года в действующем фонде находится 580 скважин, в бездействующем 45. В течение года планируется ввести в эксплуатацию с мая 9 скважин, с сентября 4 скважины из бездействующего фонда и с 1 июля – 6 скважин из бурения. Из эксплуатации с 1 октября выбывают 5 скважин. Время остановок скважины в течение года 16 суток.

Вариант 4

1. Формы разделения управленческого труда: горизонтальное и вертикальное разделение.
2. Оценка эффективности внедрения новой техники на нефтегазодобывающих предприятиях.
3. Сущность менеджмента персонала. Планирование численности работников.
4. Задача. Определить темп прироста производительности труда в нефтегазодобывающем предприятии по исходным данным, приведённым в таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Исходные данные для планирования темпов роста производительности труда

Показатели	Единица изм.	Количество
1. Плановая валовая добыча нефти	тыс. т	6200
2. Выработка на одного работника промышленно-производственного персонала в отчётном году	т/чел.	2620
3. Темп роста валовой добычи нефти в планируемом году по сравнению с отчётным годом	%	110,2
4. Удельный вес рабочих в общей численности работников промышленно-производственного персонала	%	71,2
5. Удельный вес операторов по добыче нефти и газа в общей численности промышленно-производственного персонала	%	18,0
6. Удельный вес целодневных и внутрисменных простоев в процентах к эффективному фонду рабочего времени в отчётном году	%	1,12
7. Среднегодовой действующий фонд скважин	скв.	560

В НГДУ в планируемом году намечается провести на 75 скважинах различные геолого-технические мероприятия, повышающие их производительность (табл. 2.4).

Таблица 2.4 – Геолого-технические мероприятия

Наименование мероприятия	Количество скважин	Коэффициент роста производительности скважин
Термическая обработка	15	1,1
Гидроразрыв пласта	20	1,4
Соляно-кислотная обработка	40	1,3

Вариант 5

1. Функция контроля в современном менеджменте. Формы и этапы управленческого контроля.
2. Сущность менеджмента персонала. Планирование фонда заработной платы.
3. Принципы и функции маркетинга.
4. Задача. Определить прибыль от продаж, налог на прибыль и чистую прибыль от внедрения мероприятий по интенсификации притока газа и конденсата на газодобывающем предприятии по исходным данным, приведённым в таблицах 2.5. и 2.6.

Таблица 2.5 – Исходные данные для расчёта эффективности

Показатели	2014 г.
1. Себестоимость 1 000 м ³ газа, руб.	1250
2. Себестоимость 1 тн конденсата, руб.	4500
3. Удельный вес условно-переменных затрат в себестоимости добычи газа, доли ед.	0,20
4. Удельный вес условно-переменных затрат в себестоимости добычи конденсата, доли ед.	0,26
5. Цена 1 000 м ³ газа, руб.	2220
6. Цена 1 т конденсата, руб.	6200
7. Стоимость 1 вахто-часа бригады капитального ремонта скважин, руб.	6120
8. Продолжительность СКО, час.	168
9. Продолжительность СКВ, час.	24
10. Продолжительность ПСПКО, час.	72
11. Продолжительность ПАВ, час.	24
12. Налог на прибыль, %	20

Результаты расчёта экономической эффективности использования мероприятий по соляно-кислотной, пеноспиртокислотной обработке пласта, соляно-кислотной ванне и по использованию ПАВ свести в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты оценки эффективности мероприятий по интенсификации притока газа и конденсата

Показатели	ПАВ	СКО	СКВ	ПСПКО
1. Прирост добычи за счёт внедрения мероприятий				
а) газ, тыс. м ³	463,4	349	16747	11884
б) конденсат, т	280,651	997	5065	1200
2. Количество скважино-операций	4	4	14	12
3. Выручка от продаж, тыс. руб.				
4. Изменяющиеся эксплуатационные затраты, тыс. руб.:				
а) затраты на дополнительную добычу газа				
б) затраты на дополнительную добычу конденсата				
в) затраты на проведение мероприятия				
5. Прибыль от продаж, тыс. руб.				
6. Налог на прибыль, тыс. руб.				
7. Чистая прибыль, тыс. руб.				
8. Чистая прибыль на 1 скважино-операцию, тыс. руб.				

Вариант 6

1. Характеристика стилей и методов управления производством. Их особенности в нефтегазовом комплексе.
2. Сущность финансового менеджмента. Планирование сметы затрат на производство и реализацию продукции, работ, услуг.

3. Функция мотивации в современном менеджменте.

4. Задача. Рассчитать показатели эффективности обработки призабойной зоны скважин твёрдыми поверхностно-активными веществами: приток денежных средств, отток денежных средств, годовой чистый доход, балансовую прибыль и чистую прибыль. Исходные данные для расчёта представлены в таблицах 2.7 и 2.8.

Таблица 2.7 – Исходные данные

Показатели	Расход, кг	Цена за единицу материала, руб./кг
ОП-10	6,6	8,55
Сульфанол	1,98	16,5
Хлористый аммоний	2,6	15,0
КССБ	6,58	16,194

Скважино-операцию проводит вахта капитального ремонта скважин, состоящая из трёх рабочих: бурильщик 6 разряда, помощник бурильщика 4 разряда и машинист подъёмника 6 разряда.

Продолжительность скважино-операции 15 часов.

Часовые тарифные ставки рабочих:

6 разряда – 70,16 руб./час.

4 разряда – 48,73 руб./час

Районный коэффициент – 0,5.

Коэффициент, учитывающий северные надбавки – 0,7.

Коэффициент, учитывающий премии – 0,4.

Коэффициент, учитывающий стаж работы – 0,16.

Коэффициент, учитывающий отчисления на социальные нужды – 0,345.

При проведении скважино-операции используется один спецагрегат ЛС-6.

Стоимость одного машино-часа спецагрегата – 217,3 руб.

Ставка налога на прибыль – 20%.

Таблица 2.8 – Исходные данные

Показатели	Данные для расчёта
Товарная добыча до проведения мероприятия: - газа, тыс. м ³ - конденсата, т	3180775 243802
Товарная добыча после проведения мероприятия: - газа, тыс. м ³ - конденсата, т	3195302 246015
Себестоимость добычи до проведения мероприятия, руб.: - 1000 м ³ - 1 тонны конденсата	1250 4520
Цена, руб.: - 1000 м ³ - 1 тонны конденсата	2220 6500
Количество скважино-операций	6
Удельный вес условно-переменных затрат в себестоимости добычи 1000 м ³ газа и 1 тонны конденсата, %	25

Вариант 7

1. Стили управления производством. Их характеристика.
2. Сущность финансового менеджмента. Планирование калькуляции себестоимости добычи нефти.
3. Функция организации в современном менеджменте. Виды организационных структур управления производством.

Определить списочную численность рабочих по ремонту и обслуживанию электрооборудования технологического комплекса на предприятии, их основную и дополнительную заработную плату при следующих исходных данных:

1. Наименование электрооборудования, его балансовая стоимость, нормы амортизации, отчислений в ремонтный фонд и нормы трудоёмкости текущего и капитального ремонта приведены в таблице 2.10. Показатели использования электрооборудования по рабочему и машинному времени приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Коэффициенты использования электрооборудования по рабочему и машинному времени

Наименование электрооборудования	Коэффициенты использования оборудования	
	по рабочему времени	по машинному времени
Электродвигатели	0,71	0,90
Трансформаторы	0,86	0,95

2. При расчёте нормативной трудоёмкости ремонтных работ учесть поправочные коэффициенты к нормам трудоёмкости, учитывающие условия эксплуатации и исполнения электрооборудования:

- для электродвигателя – 1,7;
- для трансформаторов – 1,2.

3. Трудоёмкость технического обслуживания электрооборудования принять в размере 10% нормативной трудоёмкости текущего ремонта.

3. Удельный вес капитального ремонта электрооборудования, выполняемого собственными силами электроцеха, составляет 25%.

4. Эффективный фонд рабочего времени одного работника по ремонту и обслуживанию электрооборудования составляет 1 741 час. Списочный коэффициент принять равным 1,2; процент выполнения норм 101%.

5. Численность рабочих по ремонту и обслуживанию электрооборудования распределить по разрядам произвольно.

6. Тарифные ставки рабочих, руб. за час:

IV разряд – 49,909; V разряд – 58,174; VI разряд – 67,118.

Таблица 2.10 – Исходные данные для расчёта нормативной трудоёмкости

№ п/ п	Наименование электрооборудования	Установл. мощность, квт.	Кол-во, шт.	Структура ремонтного цикла	Продолжительность периода, мес., между			Балансовая стоимость оборудования тыс. руб.	Норма амортиз. отчислений, %	Нормативные отчисления	Нормы трудоёмкости, человеко-час	
					тех. обслуживаниями	тек. ремонтами	капремонтами				тек. ремонта	кап. ремонта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Электродвигатели ВАО – 560М	630	15	К-3Т-К	3	6	24	13000	5,6	2,8	52	260
	ВАО-280-64У 25	132	10	К-Т-К	3	12	24	6000	5,6	2,8	27	130
	АОП- 2 – 81 - 643	30	60	К-3Т-К	3	6	24	1380	5,6	3,1	8	40
2.	Трансформаторные подстанции											
	КТП-1	4000	1	К-3Т-К	3	24	96	52300	6,6	2,9	28,6	263,5
	КТП-2	250	140	К-7Т-К	3	12	96	29000	6,6	2,9	9,6	111,3
	КТП-3	160	159	К-7Т-К	3	12	96	27000	6,6	2,9	8,5	91,9

7. При расчёте фонда заработной платы рабочих принять следующие условия:

- коэффициент, учитывающий премии – 0,40;
- районный коэффициент – 0,6;
- коэффициент, учитывающий северные надбавки – 0,40;
- коэффициент, учитывающий расходы предприятия на дополнительную заработную плату рабочих – 0,20.

Вариант 8

1. Функция планирования в современном менеджменте. Состав плана экономического и социального развития на нефтегазодобывающем предприятии.

2. Планирование валовой, балансовой, налогооблагаемой и чистой прибыли.

3. Элементы и этапы процесса коммуникаций.

4. Задача. Определить валовую прибыль, прибыль от продаж и чистую прибыль предприятия, сумму налога на прибыль в предыдущем году при исходных данных, приведённых в таблице 2.11. Ставка налога на прибыль 20%.

Таблица 2.11 – Отчёт о прибылях и убытках

Наименование показателя	Код строки	За отчётный период	За аналогичный период предыдущего года (тыс. руб.)
Доходы и расходы по обычным видам деятельности			
Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг (за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов и аналогичных обязательных платежей)	010	3502	2604
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	020	2090	1630
Валовая прибыль	029		
Коммерческие расходы	030	160	120
Управленческие расходы	040	543	340
Прибыль (убыток) от продаж (строки 010-020-040)	050		
Прочие доходы и расходы			
Проценты к получению	060		
Проценты к уплате	070	2	6
Доходы от участия в других организациях	080	16	14
Прочие доходы	090	17	20
Прочие расходы	100	33	18
Прибыль (убыток) до налогообложения	140		
Отложенные налоговые активы	141		
Отложенные налоговые обязательства	142		
Текущий налог на прибыль	150		
Чистая прибыль (убыток) отчётного периода	190		

Наименование показателя	Код строки	За отчётный период	За аналогичный период предыдущего года (тыс. руб.)
СПРАВОЧНО: Постоянные налоговые обязательства (активы)	200		
Базовая прибыль (убыток) на акцию			
Разводненная прибыль на акцию			

Вариант 9

1. Функция планирования в современном менеджменте. Виды внутрифирменного планирования на предприятии.
2. Сущность инновационного менеджмента. Методические основы оценки эффективности внедрения новой техники на нефтегазодобывающем предприятии.
3. Виды управленческого труда. Их характеристика.
4. Задача. Определить показатели коммерческой эффективности инвестиций в разработку нефтяного месторождения: чистый доход, чистый дисконтированный доход, индекс доходности и срок окупаемости по исходным данным, приведённым в таблице 2.12. Ставка дисконта 10%.

Вариант 10

1. Планирование рентабельности. Показатели и методы расчёта.
2. Функция контроля в современном менеджменте. Виды управленческого контроля.
3. Организация основного производства на нефтегазодобывающем предприятии.
4. Задача. Определить прибыль от продаж, налог на прибыль и чистую прибыль от внедрения мероприятий по интенсификации притока газа и конденсата на газодобывающем предприятии по исходным данным, приведённым в таблице 2.13.
5. Результаты расчёта экономической эффективности использования мероприятий по соляно-кислотной, пеноспиртокислотной обработке пласта, соляно-кислотной ванне и по использованию ПАВ свести в таблицу 2.14.

Таблица 2.12 – Исходные данные к решению задачи (млн руб.)

Показатели	Годы разработки месторождения										Результаты
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1. Чистая прибыль	-0,1	21,5	41,2	74,3	78,5	80,1	68,1	65,2	59	51,5	
2. Амортизационные отчисления	0	10	21,2	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	
3. Капитальные вложения	25,1	133	123	11,6							
4. Чистый доход (стр.1 + стр. 2 – стр. 3)											
5. Коэффициент приведения	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,565	0,513	0,469	0,424	
6. Дисконтированный чистый доход по годам (стр. 4 * стр. 5)											
7. Чистый дисконтированный доход											
8. Дисконтированные капитальные вложения (стр. 3 * стр. 5)											
9. Приведённые капитальные вложения (сумма показателей стр. 8)											
10. Индекс доходности (стр. 7/ стр. 9 +1), руб./руб.											
11. Накопленная сумма чистого дисконтированного дохода											
12. Сумма окупаемости, годы											

Таблица 2.13 – Исходные данные для расчёта эффективности

Показатели	2014 г.
1. Себестоимость добычи 1 000 м ³ газа, руб.	1250
2. Себестоимость добычи 1 т конденсата, руб.	4400
3. Удельный вес условно-переменных затрат в себестоимости добычи газа, доли ед.	0,18
4. Удельный вес условно-переменных затрат в себестоимости добычи конденсата, доли ед.	0,29
5. Цена 1 000 м ³ газа, руб.	2220
6. Цена 1 тн конденсата, руб.	6500
7. Стоимость 1 вахто-часа бригады капитального ремонта скважин, руб.	6120
8. Продолжительность СКО, час.	168
9. Продолжительность СКВ, час.	24
10. Продолжительность ПСПКО, час.	72
11. Продолжительность ПАВ, час.	24
12. Налог на прибыль, %	20

Таблица 2.14 – Результаты оценки эффективности мероприятий по интенсификации притока газа и конденсата

Показатели	ПАВ	СКО	СКВ	ПСПКО
1. Прирост добычи за счёт внедрения мероприятий				
а) газа, тыс. м ³	6285,1	8613	4916	24012
б) конденсата, тн	523,53	1632	2125	2097
2. Количество скважино-операций	3	5	4	10
3. Выручка от продаж, тыс. руб.				
4. Изменяющиеся эксплуатационные затраты, тыс. руб.:				
а) затраты на дополнительную добычу газа				
б) затраты на дополнительную добычу конденсата				
в) затраты на проведение мероприятия				
5. Прибыль от продаж, тыс. руб.				
6. Налог на прибыль, тыс. руб.				
7. Чистая прибыль, тыс. руб.				
8. Чистая прибыль на 1 скважино-операцию, тыс. руб.				

3 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧ

3.1 Планирование объёма добычи нефти и нефтяного газа

Расчёт добычи нефти производится по всем месторождениям и эксплуатационным объектам, находящимся в разработке и подготовленным к разработке, и определяется как сумма добычи нефти из старых и новых скважин:

$$Q_{нт+1} = Q_{нст+1} + Q_{ннт+1} + Q_{нбт+1}, \quad (3.1)$$

где $Q_{нт+1}$ – добыча нефти в планируемом году, тыс. т.;

$Q_{нст+1}$ – добыча нефти в планируемом году из скважин, перешедших с прошлого года, тыс. т.;

$Q_{ннт+1}$ – добыча нефти из новых скважин, вводимых в эксплуатацию из эксплуатационного и разведочного бурения и освоения с прошлых лет, тыс. т.;

$Q_{нбт+1}$ – добыча нефти из скважин, вводимых из бездействия, тыс. т.

Добыча нефти из старых скважин, перешедших с прошлого года, рассчитывается как произведение коэффициента изменения добычи по старым скважинам на расчётный объём нефти, который был бы получен в планируемом году из старых скважин при работе всех их с производительностью, имевшей место в предшествующем году:

$$Q_{нст+1} = Q_{нст+1}^p \times k_{ут+1}, \quad (3.2)$$

где $Q_{нст+1}^p$ – расчётная добыча нефти из старых (переходящих) скважин в планируемом году;

$k_{ут+1}$ – коэффициент изменения добычи нефти из старых (переходящих) скважин в планируемом году по сравнению с предшествующим годом, доли единицы.

Коэффициент изменения добычи нефти из старых скважин в планируемом году определяется как средневзвешенная величина коэффициентов изменения по месторождениям нефтяной компании:

$$k_{ут+1} = \frac{\sum_{i=1}^J Q_{нст+1}^{p_i} \times k_{у_i,t+1}}{\sum_{i=1}^J Q_{нст+1}^{p_i}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{нст+1}^{p_i}$ – расчётная добыча нефти из старых переходящих скважин в планируемом году по i -му месторождению, тыс. т.;

$k_{u,t+1}$ – коэффициент изменения добычи нефти из старых переходящих скважин в планируемом году по i -му месторождению;

J – количество месторождений в нефтяной компании (НГДУ).

Коэффициент изменения добычи нефти по i -ому месторождению $k_{u,t+1}$ рассчитывается как произведение трёх коэффициентов:

$$k_{u,t+1} = k_{n,t+1} \times k_{\kappa,t+1} \times k_{f,t+1}, \quad (3.4)$$

где $k_{n,t+1}$, $k_{\kappa,t+1}$, $k_{f,t+1}$ – коэффициенты, характеризующие изменение соответственно числа действующих старых скважин в планируемом году, дебита старых скважин и нефтесодержания в добываемой из старых скважин жидкости, доли ед.

Расчётная добыча нефти из старых (переходящих) скважин в планируемом году определяется как сумма добычи нефти из старых переходящих скважин в предшествующем году и расчётной добычи нефти из новых скважин, введённых в предшествующем году:

$$Q_{nct+1}^p = Q_{nct} + Q_{nt+1}^p, \quad (3.5)$$

где Q_{nct} – добыча нефти из старых (переходящих) скважин в году, предшествующем планируемому, тыс. т;

Q_{nt+1}^p – расчётная годовая добыча нефти из новых скважин, введённых в предшествующем году, тыс. т.

Расчётная годовая добыча нефти из новых скважин определяется за полный год работы всех новых скважин, введённых в эксплуатацию в предшествующем году:

$$Q_{nt+1}^p = N_{nt} \times q_{nt} \times 365 \times k_{\varepsilon,t+1} \times 10^{-3}, \quad (3.6)$$

где N_{nt} – ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин в году предшествующем планируемому, скв.;

q_{nt} – среднесуточный дебит новых скважин по нефти в году, предшествующем планируемому, т/сут.;

$k_{\varepsilon,t+1}$ – коэффициент эксплуатации в планируемом году новых скважин, введённых в предшествующем году.

Добыча нефти из новых скважин, вводимых из эксплуатационного и разведочного бурения, а также из освоения с прошлых лет определяется по формуле:

$$Q_{nnt+1} = q_{nnt+1} \times N_{nnt+1} \times m_{t+1} \times 10^{-3}, \quad (3.7)$$

где q_{nnt+1} – среднесуточный дебит новых скважин, вводимых в планируемом году, т/сут.;

$N_{нт+1}$ – число новых скважин, вводимых в планируемом году;

m_{t+1} – среднее число дней работы новых скважин, вводимых в планируемом году.

Среднесуточный дебит новых скважин по нефти, число дней работы одной новой добывающей скважины в планируемом году рассчитываются по проектам разработки как средневзвешенные величины по месторождениям.

НГДУ производит расчёт плана добычи нефти и ввода новых скважин по цехам добычи нефти и газа (нефтяным промыслам) с разбивкой по месяцам и кварталам.

Добыча нефти из скважин, вводимых из бездействия:

$$Q_{нбt+1} = N_{бt+1} \times q_{бt+1} \times m_{бt+1} \times 10^{-3}, \quad (3.8)$$

где $N_{бt+1}$ – число скважин, вводимых из бездействия в году $t + 1$;

$q_{бt+1}$ – ожидаемый среднесуточный дебит вводимых из бездействия скважин, т/сут.;

$m_{бt+1}$ – среднее время работы одной скважины в году $t + 1$, сут.

При отсутствии проекта разработки месторождений основой планирования объёмов добычи нефти служат фонд скважин, исходный среднесуточный дебит, коэффициент месячного изменения дебита и коэффициент эксплуатации скважин. Под исходным среднесуточным дебитом понимается среднесуточный дебит скважин в последнем месяце отчётного года (в декабре). Расчёт объёмов добычи нефти ведётся по категориям скважин (переходящие, восстанавливаемые и вводимые из бурения), по способам эксплуатации и пластам.

Добыча нефти из переходящих скважин по месяцам планируемого года определяется по формуле:

$$Q_{нмt+1} = q_0 \times M_{nc} \times k_u \times T_k \times k_э, \quad (3.9)$$

где q_0 – исходный среднесуточный дебит одной скважины, т/сут.;

M_{nc} – число переходящих скважин;

k_u – коэффициент месячного изменения дебита, доли ед.;

T_k – календарное число дней в месяце;

$k_э$ – коэффициент эксплуатации скважин;

m – порядковый номер месяца.

Годовой объём добычи нефти:

$$Q_{нт+1} = q_0 \times M_{nc} \times K_{кр} \times 30,4 \times k_э, \quad (3.10)$$

где $K_{кр}$ – коэффициент кратности, доли ед.;

30,4 – среднее число дней в месяце.

Коэффициент кратности показывает во сколько раз годовой объём добычи нефти больше объёма добычи за месяц, предшествующий плановому периоду, и рассчитывается по формуле:

$$K_{кр} = \frac{k_u(1 - k_u^{12})}{1 - k_u}, \quad (3.11)$$

$$K_{кр} = \frac{Q_{нт+1}}{q_{исх}}, \quad (3.12)$$

где $q_{исх}$ – исходная добыча за месяц, предшествующий плановому периоду, т.
Ресурсы газа $Q_{з.п. t+1}$ определяются по формуле:

$$Q_{з.п. t+1} = Q_{нт+1} \times G_2, \quad (3.13)$$

где $Q_{нт+1}$ – добыча нефти в планируемом году;
 G_2 – средний газовый фактор, м³/т.

Газовый фактор G_2 представляет собой количество кубических метров нефтяного газа, извлекаемого с 1 т нефти.

Плановую добычу нефтяного газа определяют в зависимости от степени его утилизации по формуле:

$$Q_{зт+1} = Q_{нт+1} \times G_2 \times K_{зт+1}, \quad (3.14)$$

где $K_{зт+1}$ – коэффициент полезного использования газа.

3.2 Планирование роста производительности труда по основным технико-экономическим факторам

Планирование роста производительности труда на предприятии осуществляется по факторам, влияющим на её уровень.

Единая классификация факторов, влияющих на повышение производительности труда, объединяет все факторы в следующие группы:

1. Повышение технического уровня производства: внедрение новых видов техники и новых прогрессивных технологий, модернизация действующего оборудования, механизация и автоматизация производственных процессов, внедрение новых, более эффективных видов потребляемого сырья и материалов, повышение качества продукции и улучшение конструкции изделий.

2. Совершенствование управления, организации производства и труда: совершенствование структуры аппарата управления, улучшение оперативного управления производственным процессом, внедрение и развитие автоматизированных систем управления производством; совершенствование специализации производства, улучшение размещения производственных подразделений и рас-

становки оборудования, совершенствование организации вспомогательного производства, совершенствование структуры производственных объектов; совершенствование разделения и кооперации труда, внедрение передовых методов и приёмов труда, совершенствование организации и обслуживания рабочих мест, сокращение потерь рабочего времени.

3. Изменение объёма и структуры производимой продукции: относительное уменьшение численности вспомогательных рабочих, руководителей, специалистов и служащих в результате увеличения объёма производства продукции; изменение удельного веса различных видов продукции.

4. Природно-климатические факторы.

5. Отраслевые факторы: изменения в размещении производства, углубление во вновь осваиваемые районы.

Планирование роста производительности труда на предприятиях осуществляется в следующей последовательности:

1. Определение потребной численности работающих $Ч_p$ для выполнения планового объёма товарной продукции при фактически достигнутой производительности труда в базисном периоде:

$$Ч_p = T_{пл.} \div П_{тр.ф.}, \quad (3.15)$$

где $T_{пл.}$ – плановая товарная продукция, тыс. руб.;

$П_{тр.ф.}$ – фактическая производительность труда в базисном периоде, тыс. руб. /чел.

2. Определение экономии рабочего времени t_1 , а затем экономии численности работающих $\Delta Ч_i$ за счёт внедрения запланированных мероприятий, направленных на повышение производительности труда.

Относительная экономия численности работающих за счёт внедрения i -го мероприятия определяется по формуле:

$$\Delta Ч_i = \frac{t_i \times Ч_p \times K_i}{100}, \quad (3.16)$$

где t_i – экономия рабочего времени за счёт внедрения i -го мероприятия, %;

K_i – удельный вес работников того звена, на котором внедряется i -ое мероприятие по повышению производительности труда, в общей численности работников предприятия, доли единицы.

3. Определение темпа прироста производительности труда за счёт каждого i -того мероприятия:

$$\Delta П_i = \frac{\Delta Ч_i}{Ч_p - \Delta Ч_i} \times 100. \quad (3.17)$$

4. Определение темпа прироста производительности труда в целом по предприятию в плановом периоде по сравнению с достигнутым уровнем:

$$\Delta\Pi = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta\mathcal{C}_i}{\mathcal{C}_p - \sum_{i=1}^n \Delta\mathcal{C}_i} \times 100, \quad (3.18)$$

где n – количество запланированных мероприятий, направленных на повышение производительности труда.

Экономия рабочего времени за счёт планируемого роста норм выработки определяется по формуле:

$$t_1 = \frac{100 \times p}{100 + p}, \quad (3.19)$$

где p – абсолютный прирост норм выработки в планируемом периоде по сравнению с базисным, %.

Относительная экономия численности работников за счёт планируемого роста норм выработки:

$$\Delta\mathcal{C}_1 = \frac{t_1 \times \mathcal{C}_p \times K_o}{100}, \quad (3.20)$$

где K_o – удельный вес основных рабочих в общей численности работников предприятия, доли единицы.

Относительная экономия численности работников за счёт ликвидации внутрисменных и целодневных простоев (i -ая группа факторов) определяется по формуле:

$$\Delta\mathcal{C}_2 = \frac{t_2 \times \mathcal{C}_p \times K_p}{100}, \quad (3.21)$$

где t_2 – внутрисменные и целодневные простои в процентах к эффективному фонду рабочего времени, %;

K_p – удельный вес рабочих в общей численности работников предприятия, доли единицы.

Увеличение объёма производства при правильной организации производства приводит к относительной экономии рабочего времени за счёт отставания темпов роста численности вспомогательных рабочих и служащих от темпов роста объёма производства продукции (III группа факторов).

Экономия рабочего времени за счёт отставания темпов роста численности вспомогательных рабочих и служащих от темпов роста объёма товарной продукции определяется по формуле:

$$t_3 = \frac{A \times 100}{(a \times K_o) + (l_e \times K_e) + (l_y \times K_y)} - 100, \quad (3.22)$$

где A – темп роста объёма товарной продукции в плановом периоде по сравнению с базисным, %;

a – темп роста объёма товарной продукции в плановом периоде по сравнению с базисным, доли единицы;

K_o, K_e, K_y – соответственно удельный вес основных, вспомогательных рабочих и служащих в общей численности работников предприятия, %;

l_e, l_y – темпы роста численности вспомогательных рабочих и служащих в планируемом периоде по сравнению с базисным, доли единицы.

Относительная экономия численности работников за счёт отставания темпов роста численности вспомогательных рабочих, руководителей, специалистов и служащих от темпов роста товарной продукции определяется по формуле:

$$\Delta \mathcal{C}_3 = \frac{t_3 \times \mathcal{C}_p}{100}. \quad (3.23)$$

Экономия рабочего времени за счёт проведения на скважинах геолого-технических мероприятий, повышавших производительность скважин, рассчитывается по формуле:

$$t_4 = 100 - \left((N_\phi \times 1,0 \times 100) / N_{mo} \times k_p^{mo} + N_z \times k_p^z + N_{ско} \times k_p^{ско} + (N_\phi - N_{mo} - N_z - N_{ско}) \times 1,0 \right), \quad (3.24)$$

где N_ϕ – действующий фонд скважин;

$N_{mo}, N_z, N_{ско}$ – количество скважин, на которых проводится термическая обработка, гидроразрыв пласта и соляно-кислотная обработка призабойной зоны скважин;

$k_p^{mo}, k_p^z, k_p^{ско}$ – коэффициенты роста производительности скважин с учётом срока внедрения, доли единицы.

Относительная экономия численности работников за счёт проведения на скважинах геолого-технических мероприятий, повышающих производительность скважин, рассчитывается по формуле:

$$\Delta \mathcal{C}_4 = \frac{t_4 \times \mathcal{C}_p \times K_o}{100}, \quad (3.25)$$

где K_o – удельный вес численности операторов по добыче нефти в общей численности работников промышленно-производственного персонала.

3.3 Методические указания к решению задач по оценке эффективности инвестиций

В новых методических подходах рекомендуется оценивать следующие виды эффективности:

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

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования. Она включает в себя:

- общественную (социально-экономическую) эффективность проекта;
- коммерческую эффективность проекта.

Показатели коммерческой эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для участника, реализующего инвестиционный проект, в предположении, что он производит все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами.

Показатели экономической эффективности учитывают стоимостную оценку затрат и результатов, связанных с реализацией проекта.

Показатели бюджетной эффективности отражают финансовые последствия осуществления проекта для федерального, регионального и местного бюджета.

Показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Эффективность участия в проекте определяется с целью проверки реализуемости инвестиционного проекта и заинтересованности в нём всех его участников.

Эффективность участия в проекте включает:

- эффективность участия предприятий в проекте (эффективность инвестиционного проекта для предприятий – участников);
- эффективность инвестирования в акции предприятия (эффективность для акционеров акционерных предприятий – участников инвестиционного проекта);
- эффективность участия в проекте структур более высокого уровня по отношению к предприятиям – участникам инвестиционного проекта, в том числе:
 - региональную и народнохозяйственную эффективность – для отдельных регионов и народного хозяйства РФ;
 - отраслевую эффективность – для отдельных отраслей народного хозяйства, финансово-промышленных групп, объединений предприятий и холдинговых структур;

- бюджетную эффективность инвестиционных проектов (эффективность участия государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней).

Оценка коммерческой и экономической эффективности научно-технических мероприятий осуществляется по всему циклу создания и использования мероприятий научно-технического прогресса, включая проведение НИОКР, освоение и серийное производство, а также период использования результатов осуществления мероприятия в отрасли.

Расчёт экономической и коммерческой эффективности проводится с обязательным приведением разновременных затрат и результатов к единому для всех вариантов моменту времени – расчётному году. В качестве расчётного года обычно принимается наиболее ранний из всех рассматриваемых вариантов календарный год, предшествующий началу выпуска продукции или использования в производстве новой технологии.

Приведение разновременных затрат и результатов всех лет периода реализации мероприятия к расчётному году осуществляется путём умножения их величины за каждый год на коэффициент приведения.

В качестве начального года расчётного периода принимается год начала финансирования работ по осуществлению мероприятия, включая проведение научных исследований.

Конечный год расчётного периода определяется моментом завершения всего жизненного цикла научно-технического мероприятия, включающего разработку, освоение, серийное производство, а также использование результатов осуществления мероприятия на предприятиях. Конечный год расчётного периода определяется плановыми нормативными сроками обновления продукции по условиям её производства и использования или сроками службы новых средств труда.

Коэффициент приведения α_t применяется для соизмерения разновременных показателей путём приведения (дисконтирования) их к ценности в начальном периоде. Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется норма дисконта E .

Коэффициент приведения α_t рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = (1 + E)^{t_p - t}, \quad (3.26)$$

где E – норма дисконта;

t – порядковый номер года расчёта;

t_p – порядковый номер расчётного года.

Смысл показателя нормы дисконта (ставки сравнения, коэффициент дисконтирования) заключается в измерении темпа снижения ценности денежных ресурсов с течением времени.

Норма дисконта рассчитывается по формуле:

$$E = I + MRR \times RI, \quad (3.27)$$

где I – темп инфляции;

MRR – минимальная реальная норма прибыли;

RI – коэффициент, учитывающий степень инвестиционного риска.

Под минимальной реальной нормой прибыли понимается наименьший гарантированный уровень доходности, сложившийся на рынке капиталов. В качестве эталона здесь часто выступают абсолютно рыночные, безрисковые, и не зависящие от условий конкуренции облигации 30-летнего государственного займа Правительства США, приносящее стабильный доход в пределах 4-5 реальных процентов в год. В качестве приближенного значения нормы дисконта могут быть использованы существующие усреднённые процентные ставки по долгосрочным банковским кредитам.

Коммерческая эффективность (финансовое обоснование) научно-технических и организационных мероприятий определяется соотношением финансовых затрат и результатов, обеспечивающих требуемую норму доходности на вкладываемый капитал.

Осуществление научно-технических и организационных мероприятий сопровождается притоком и оттоком денежных средств.

Разность между притоком Π_t и оттоком денежных средств O_t в t -ом году представляет собой чистый доход Φ_t :

$$\Phi_t = \Pi_t - O_t, \quad (3.28)$$

Величина притока денежных средств Π_t в t -ом году включает:

- выручку от продаж продукции, произведённой с использованием новой техники;
- доходы от продажи недвижимости;
- средства от уменьшения чистого оборотного капитала;
- ликвидационная стоимость (в конце проекта);
- другие доходы от деятельности предприятия.

Величина оттока денежных средств O_t в t -ом году включает:

- дополнительные вложения в основной и оборотный капитал (K_t);
- текущие затраты, связанные с осуществлением проекта, без учёта амортизационных отчислений (I_t);
- налоги и сборы (H_t).

Отток денежных средств в t -ом году:

$$O_t = K_t + I_t + H_t, \quad (3.29)$$

Выручка от продаж газа и конденсата рассчитывается по формуле:

$$B = Q_g \times C_g + Q_k \times C_k, \quad (3.30)$$

Прибыль от продаж газа и конденсата рассчитывается по формуле:

$$P = B - C, \quad (3.31)$$

где C – эксплуатационные затраты на добычу газа и конденсата, руб.

Налоги, включаемые в отток денежных средств, – это налоги, относимые на финансовый результат деятельности предприятия, и налог на прибыль. К налогам, относимым на финансовый результат, относится налог на имущество предприятий. Налог на имущество (H_u) определяется от среднегодовой стоимости имущества по ставке 2,2%. Налоговая ставка утверждается на региональном уровне дифференцированно по предприятиям различных отраслей.

Налог на прибыль (H_{np}) определяется по формуле:

$$H_{np} = (P - H_u) \cdot \alpha, \quad (3.32)$$

где P – прибыль от продаж, полученная в результате проведения мероприятий;
 α – ставка налога на прибыль, доли единицы.

Чистая прибыль определяется по формуле:

$$P_{ч} = P - H_{np}, \quad (3.33)$$

Чистый доход в t -ом году Φ_t может рассчитываться по формуле:

$$\Phi_t = P_{чt} + A_t - K_t, \quad (3.34)$$

где $P_{чt}$ – прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия в t -ом году;

A_t – амортизационные отчисления в t -ом году, руб.

Дисконтированный чистый доход по годам расчётного периода определяется умножением чистых доходов, полученных в t -ом году, на соответствующий коэффициент приведения α_t .

Чистый дисконтированный доход (интегральный эффект) представляет собой сумму дисконтированных годовых чистых доходов. Чистый дисконтированный доход ЧДД (чистая текущая стоимость – Net Present Value, NPV) при оценке коммерческой эффективности рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = NPV = \sum_{t=1}^T \Phi_t \cdot \alpha_t = \sum_{t=1}^T (P_{чt} + A_t - K_t) \cdot \alpha_t = \sum_{t=1}^T (P_t - O_t) \cdot \alpha_t. \quad (3.35)$$

Если ЧДД проекта положителен, проект является эффективным.

Индекс доходности (прибыльности) I_d представляет отношение чистого дисконтированного дохода к приведённым капитальным вложениям КО, увеличенное на 1.

Индекс доходности (Profitability Index, PI) рассчитывается по формуле:

$$I_d = PI = \frac{ЧДД}{КО} + 1 = \frac{\sum_{t=1}^T (П_{чt} + A_t - K_t) \cdot \alpha_t}{\sum_{t=1}^T K_t \cdot \alpha_t} + 1. \quad (3.36)$$

Если ЧДД положителен, то индекс доходности больше единицы ($I_d > 1$), и проект эффективен.

Внутренняя норма доходности (прибыли) представляет ставку сравнения $E_{вн}$, при которой величина чистого дисконтированного дохода равна 0, т. е. стоимость всех поступлений от проекта равна современной стоимости затрат на проект. Проект считается рентабельным, если внутренняя норма доходности не ниже нормы дисконта. Значение внутренней нормы доходности для данного проекта может трактоваться как нижний гарантированный уровень прибыльности инвестиций. Внутренняя норма доходности (Internal Rate of Return, IRR) определяется на основе решения уравнения:

$$\sum_{t=1}^T \frac{П_{чt} + A_t}{(1 + E_{вн})^{t-tp}} = \sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1 + E_{вн})^{t-tp}}. \quad (3.37)$$

$E_{вн}$ определяется в процессе расчёта и сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если $E_{вн}$ равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, инвестиции в данный проект оправданы, и может рассматриваться вопрос о его принятии. Если она меньше – инвестиции в данный проект не целесообразны.

Срок окупаемости – это минимальный временной интервал от начала осуществления проекта, за пределами которого чистый дисконтированный доход является положительным. Дисконтированный срок окупаемости (Discounted Payback Period, DPP) представляет собой порядковый год, в котором чистый дисконтированный доход равен нулю.

Доходы от осуществления проекта и первоначальные вложения рассчитываются с дисконтированием или без него. Соответственно, получится два различных срока окупаемости. Однако более целесообразно определять срок окупаемости с использованием дисконтирования.

Срок окупаемости $T_{ок}$ определяется на основе решения уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_{ок}} (П_{чt} + A_t) \cdot \alpha_t = \sum_{t=1}^{T_{ок}} K_t \cdot \alpha_t. \quad (3.38)$$

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гражданский кодекс РФ. – М. : Юрид. издание, 2006.
2. Закон РСФСР «О предприятиях и предпринимательской деятельности // Экономика и жизнь. – 1991. – №4.
3. Закон РФ «Об акционерных обществах» // Экономика и жизнь. – 1996. – №3.
4. Абрамичева, Т. В. Основы производственного менеджмента и экономики отрасли : учеб. пособие / Т. В. Абрамичева, А. В. Павловская, А. А. Болкина. – Ухта : УГТУ, 2008. – 220 с.
5. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учеб. / А. Ф. Андреев [и др.]. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2007. – 264 с.
6. Веснин, В. Г. Основы менеджмента : учеб. / В. Г. Веснин. – М. : Институт международного права и экономики. Издательство «Триада, ЛТд», 2008. – 384 с.
7. Инновационный менеджмент : учеб. / В. Я. Горфинкель [и др.]; под ред. В. Я. Горфинкеля, Т. Г. Попадюк. – М. : Вузовский учебник: ИНФРА-М, 2013. – 461 с.
8. Ксёنز, Т. Г. Оценка коммерческой эффективности научно-технических мероприятий на нефтегазодобывающих предприятиях : учеб. пособие / Т. Г. Ксёنز. – Ухта : УГТУ, 2008. – 164 с.
9. Бронникова, Т. С. Маркетинг: теория, методика, практика : учеб. пособие / Т. С. Бронникова. – 4-е изд., стереотип. – М. : КНОРУС, 2013. – 208 с.
10. Мескон, А. Основы менеджмента / А. Мескон, М. Альберт, Ф. Хедоури; пер. с англ. – М. : Дело, 1992.
11. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности : РД-39-01/06-0001-89. – М. : Миннефтепром, 1989.
12. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, арх. и жил. политики / рук. кол.: В. В. Коссов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. – М. : ОАО «НПО «Изд-во «Экономика», 2000. – 421 с.
13. Павловская, А. В. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности : учеб. пособие / А. В. Павловская. – Ухта : УГТУ, 2010. – 208 с.
14. Павловская, А. В. Организация производства на буровых и нефтегазодобывающих предприятиях : учеб. пособие / А. В. Павловская. – Ухта : УГТУ, 2004. – 191 с.

15. Павловская, А. В. Оценка эффективности научно-технических мероприятий в строительстве нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / А. В. Павловская. – Ухта : УГТУ, 2009. – 112 с.
16. Саматова, Т. Б. Анализ финансово-хозяйственной деятельности на предприятиях нефтяной и газовой промышленности : учеб. пособие / Т. Б. Саматова. – Ухта : УГТУ, 2008. – 332 с.
17. Сергеев, И. В. Экономика организаций (предприятий) : учеб. для вузов / И. В. Сергеев, И. И. Веретенникова; под ред. И. В. Сергеева. – 3-е изд. перераб. и доп. – М. : ТК Велби, изд-во Проспект, 2010.
18. Современный менеджмент : учеб. / под ред. проф. М. М. Максимцова, проф. В. Я. Горфинкеля. – М. : Вузовский учебник: ИНФРА-М, 2012. – 299 с.
19. Эванс, Д. Р. Маркетинг / Д. Р. Эванс, Б. Берман; сокр. пер. с англ. – М. : Экономика, 1990.
20. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учеб. / В. Ф. Дунаев [и др.]; под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : РГУНГ, 2006.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1 Рабочая программа дисциплины	4
2 Варианты контрольных заданий по дисциплине	7
3 Методические указания к решению задач	18
3.1 Планирование объёма добычи нефти и нефтяного газа	18
3.2 Планирование роста производительности труда по основным техничко-экономическим факторам	21
3.3 Методические указания к решению задач по оценке эффективности инвестиций	25
Библиографический список	30