Контрольная работа состоит из текстовой части и двух задач. В текстовой части нужно раскрыть содержание указанных вопросов. При решении задач нужно сначала привести необходимые для решения формулы, а затем расчеты по указанным формулам.

 Работу следует выполнять аккуратно с обязательным оставлением полей. В заключение работы приводится список используемой литературы.

**Задания**

1. Современные организационно-правовые формы предприятий ТЭК России.

2. Управление нефтегазовыми ресурсами страны.

3. Износ основных фондов предприятия. Амортизация основных фондов и виды её начисления.

Задача 1. На нефтегазодобывающем предприятии планируется провести соляно-кислотную обработку (СКО) на трех скважинах. Суммарный среднесуточный дебит по трем скважинам до проведения мероприятия 35 т/сут, а после проведения –65 т/сут. Обработка скважин проводится равномерно в течение года. Коэффициент эксплуатации скважин 0,975. Продолжительность проведения СКО на одной скважине – 20 часов, стоимость одного вахто-часа бригады капитального ремонта скважины 5100 руб. Себестоимость добычи 1 т нефти до проведения СКО - 7200 руб., цена 1 т нефти без НДС - 9500 руб. Удельный вес условно-переменных затрат в себестоимости добычи 1 т нефти 80 %. Ставка налога на прибыль 20 %.

Определить показатели эффективности СКО скважин:

- приток денежных средств;

- отток денежных средств;

- прибыль от продаж;

- чистую прибыль.

Задача 2

Определить балансовую и чистую прибыль предприятия. Исходные данные приведены в таблице 3.2.

**Таблица 3.2 - Исходные данные**

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Значение |
| 1. Выручка от реализации продукции, в т.ч. НДС, тыс. руб.2. Себестоимость реализованной продукции, тыс. руб.3. Выручка от реализации продукции подсобного сельского хозяйства, тыс. руб.4. Затраты на содержание подсобного сельского хозяйства, тыс. руб. | 1200030006000200210 |
| 5. Штрафы и неустойки полученные, тыс. руб. 6. Штрафы и неустойки уплаченные, тыс. руб.7. Налог на прибыль, % | 40033020 |

**4 Методические указания к решению задач**

**4.1 Методические указания к решению задач по планированию объема добычи нефти и нефтяного газа**

Расчет 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:

 , (4.1)

где *Qнт+1* – добыча нефти в планируемом году, тыс. т.;

 *Qнст+1*- добыча нефти в планируемом году из скважин, перешедших с прошлого года, тыс. т,;

 *Qннt+1* – добыча нефти из новых скважин, вводимых в эксплуатацию из эксплуатационного и разведочного бурения и освоения с прошлых лет, тыс. т;

 *Qнбt+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 расчетный объем нефти, который был бы получен в планируемом году из старых скважин при работе всех их с производительностью, имевшей место в предшествующем году:

 , (4.2)

где – расчетная добыча нефти из старых (переходящих) скважин в планируемом году;

 – 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:

  , (4.3)

где  – расчетная добыча нефти из старых переходящих скважин в планируемом году по i-му месторождению, тыс. т;

  – 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 рассчитывается как произведение трех коэффициентов:

, (4.4)

где *,* *,* – коэффициенты, характеризующие изменение соответственно числа действующих старых скважин в планируемом году, дебита старых скважин и нефтесодержания в добываемой из старых скважин жидкости, доли ед.

Расчетная добыча нефти из старых (переходящих) скважин в планируемом году определяется как сумма добычи нефти из старых переходящих скважин в предшествующем году и расчетной добычи нефти из новых скважин, введенных в предшествующем году:

 , (4.5)

где *Qнсt* - добыча нефти из старых (переходящих) скважин в году, предшествующем планируемому, тыс. т;

 – расчетная годовая добыча нефти из новых скважин, введенных в предшествующем году, тыс. т.

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

 , (4.6)

где *Nнt* - ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин в году предшествующем планируемому, скв.;

 *qнt* - среднесуточный дебит новых скважин по нефти в году, предшествующем планируемому, т/сут.;

 *kэнt+1* – коэффициент эксплуатации в планируемом году новых скважин, введенных в предшествующем году.

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

 **, (4.7)

где *qнt+1* – среднесуточный дебит новых скважин, вводимых в планируемом году, т/сут.;

 *Nнt+1* – число новых скважин, вводимых в планируемом году;

 *mt+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.

Нефтегазодобывающее предприятие производит расчет 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:

 **, (4.8)

где *Nбt+1* – число скважин, вводимых из бездействия в году t+1;

 *qбt+1 –* ожидаемый среднесуточный дебит вводимых из бездействия скважин, т/ сут;

 *mбt+1* – среднее время работы одной скважины в году t+1, сут.

При отсутствии проекта разработки месторождений основой планирования объемов 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 отчетного года (в декабре). Расчет объемов добычи нефти ведется 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:

 , (4.9)

где q0 – исходный среднесуточный дебит одной скважины, т/ сут.;

 *Мпс*- число переходящих скважин;

 *kи*- коэффициент месячного изменения дебита, доли ед.;

 *Тк* – календарное число дней в месяце;

 *kэ* - коэффициент эксплуатации скважин;

 *м* - порядковый номер месяца.

 Годовой объем добычи нефти:

 **, (4.10)

где *Ккр*- коэффициент кратности, доли ед.;

 30,4 – среднее число дней в месяце.

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

 , (4.11)

 , (4.12)

где *qисх*– исходная добыча за месяц, предшествующий плановому периоду, т.

Ресурсы газа *Q г. р. t+1* определяются по формуле:

 *,* (4.13)

 где *Qнt+1* – добыча нефти в планируемом году;

 *Qг* - средний газовый фактор, м3/ т.

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

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

 *,* (4.14)

 где *Кгt+1* – коэффициент полезного использования газа.

**4.2 Методические указания к решению задач по расчёту прибыли**

Прибыль – это денежное выражение основной части накоплений, создаваемых предприятиями любой формы собственности. Прибыль является финансовым результатом деятельности предприятия. Прибыль наиболее полно отражает эффективность производства, объем и качество произведенной продукции, уровень производительности труда и себестоимости продукции.

При планировании рассчитывают следующие виды прибыли:

1. Валовая прибыль Пв – это разность между выручкой от продажи товаров, продукции, работ, услуг без налога на добавленную стоимость и акцизов Р и себестоимостью проданных товаров, продукции, работ, услуг Сп,, не учитывающей коммерческие и управленческие расходы:

  (4.15)

2. Прибыль от продаж Ппр – это разность между выручкой от продажи товаров, продукции, работ, услуг без налога на добавленную стоимость и акцизов Р и себестоимостью проданных товаров, продукции, работ, услуг Сп, коммерческими расходами КР и управленческими расходами УР:

  (4.16)

3. Прибыль от реализации Пр в соответствии с главой 25 «Налог на прибыль» второй части Налогового кодекса РФ включает:

- прибыль от продаж;

- прибыль от реализации основных средств;

- прибыль от реализации покупных товаров и материальных ценностей;

- прибыль от реализации акций, принадлежащих предприятию;

- прибыль от реализации продукции подсобных производств и хозяйств, находящихся на балансе предприятия.

 Прибыль от реализации основных фондов, нематериальных активов и малоценных и быстроизнашивающихся предметов предприятий опреде­ляется как разница между продажной ценой и остаточной стоимостью этих фондов и имущества, а прибыль от реализации материальных ценностей – как разность между продажной ценой и первоначальной стоимостью.

4. Прибыль (убытки) от внереализационных операций включает доходы и расходы, которые непосредственно не связаны с производством и реализацией продукции.

В состав доходов (расходов) от внереализационных операций включаются: доходы, получаемые от долевого участия в деятельности других предприятий; от сдачи имущества в аренду; доходы (дивиденды, проценты) по акциям, облигациям и иным ценным бумагам, принадлежащим предприятию; суммы полученных и уплаченных экономических санкций: штрафы, пени, неустойки; убытки от стихийных бедствий; положительные и отрицательные курсовые разницы по валютным счетам, а также по операциям в иностранной валюте; прибыль от посреднических операций и сделок, прибыль от страховой деятельности, oт осуществления отдельных банковских операций и сделок и другие доходы и расходы от операций, непосредственно не связанных с производством продукции (работ, услуг) и ее реализацией. Во внереализационных расходах учитываются налоги и сборы, относимые на финансовый результат деятельности предприятий.

На финансовый результат деятельности предприятия относится налог на имущество Ни по ставке (до 2,2 %) от налогооблагаемой базы:

  (4.17)

где С ср. г. – среднегодовая стоимость имущества, руб.;

 Fи – ставка налога на имущество, %.

При расчете налога на имущество объектом налогообложения является имущество в его стоимостном выражении, находящееся на балансе предприятия. В расчет принимается совокупность основных средств, материальных запасов, затрат и нематериальных активов. Исключены из налогооблагаемой базы дебиторская задолженность, денежные средства и средства в расчетах предприятий.

При расчете налога на амортизируемое имущество объектом нало­гообложения является среднегодовая остаточная стоимость имущества.

5. Балансовая прибыль является финансовым результатом деятельности предприятия. Балансовая прибыль формируется из прибыли от реализации Пр и прибыли от внереализационных операций Пво:

  (4.18)

6. Налогооблагаемая прибыль – это прибыль, исчисляемая для расчета налога на прибыль.

Налогооблагаемая прибыль Пн рассчитывается по формуле:

  (4.19)

где Пб – балансовая прибыль, руб.;

По – прибыль по разным видам деятельности, облагаемая в особом налоговом режиме, руб.;

Лн – льготы по налогу на прибыль, руб.

7. Чистая прибыль Пч – это прибыль, которая остается в распоряжении предприятия после уплаты всех налогов, экономических санкций, отчислений в благотворительные фонды и используется на развитие производства и выплаты социального характера.

Чистая прибыль рассчитывается по формуле:

  (4.20)

где Нд – налог на прибыль, облагаемую в особом налоговом режиме;

 Нп – налог на прибыль.

**4.3 Методические указания по оценке коммерческой эффективности инвестиций**

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

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

Разность между притоком Пt и оттоком денежных средств Ot в t-ом году представляет собой чистый доход (поток наличности) Фt:

  (4.21)

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

* выручку от продажи продукции, произведенной с использованием новой техники;
* доходы от продажи недвижимости;
* средства от уменьшения чистого оборотного капитала;
* ликвидационную стоимость (в конце проекта);
* другие доходы от деятельности предприятия.
* величина оттока денежных средств Ot в t-ом году включает;
* дополнительные вложения в основной и оборотный капитал (Kt) и текущие затраты, связанные с осуществлением проекта (Иt);
* налоги и сборы (Ht).

Налоги, включаемые в отток денежных средств - это налоги, относимые на финансовый результат деятельности предприятия (налог на имущество), и налог на прибыль.

Налог на имущество рассчитывается по формуле:

  (4.22)

где - ставка налога на имущество, равная 2,2 %;

 Сс.г. – среднегодовая стоимость имущества, руб.

Налог на прибыль рассчитывается по формуле:

  (4.23)

где - ставка налога на прибыль, %;

 Пн – налогооблагаемая прибыль, руб.

Отток денежных средств в t-ом году:

  (4.24)

Чистый доход в t-ом голу Фt рассчитывается по формуле:

  (4.25)

где Пчt – прирост чистой прибыли, остающейся в распоряжении предприятия, в t-ом году;

 At - амортизационные отчисления в t-ом году, руб.

Дисконтированный чистый доход по годам расчетного периода определяется умножением потоков чистого дохода, полученных в t-ом году, на соответствующий коэффициент дисконтирования .

Чистый дисконтированный доход (интегральный эффект) представляет собой сумму дисконтированных чистых доходов за расчетный период времени.

Чистый дисконтированный доход ЧДД при оценке коммерческой эффективности рассчитывается по формуле:

 (4.26)

Если ЧДД проекта положителен, проект является эффективным.

Индекс доходности (прибыльности) Iд представляет отношение чистого дисконтированного дохода к приведенным капитальным вложениям КО, увеличенное на единицу.

Индекс доходности (PI) рассчитывается по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| . | (4.27) |

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

Внутренняя норма доходности представляет норму дисконта Евн, при которой величина чистого дисконтированного дохода равна 0, т. е. стоимость всех поступлений от проекта равна современной стоимости затрат на проект. В более общем случае, внутренней нормой доходности называется такое положительное число Евн, что при норме дисконта Е = Евн чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0.

Внутренняя норма доходности (IRR) определяется на основе решения уравнения:

|  |  |
| --- | --- |
| . | (4.28) |

Проект считается рентабельным, если внутренняя норма доходности не ниже нормы дисконта.

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

Срок окупаемости Ток определяется на основе решения уравнения:

|  |  |
| --- | --- |
| . | (4.29) |

Срок окупаемости капитальных вложений показывает число лет, в течение которых капитальные вложения окупаются за счёт ежегодно получаемых доходов.

**Список использованной литературы**

1. Абрамичева, Т. В. Основы производственного менеджмента и экономики отрасли [Текст]: учеб. пособие / Т. В. Абрамичева, А. В. Павловская, А. А. Болкина. – Ухта: УГТУ, 2008.
2. Бренц, А. Д. Экономика транспорта нефти и газа [Текст]: Учебник / А. Д. Бренц [и др.]. – М.: Недра, 1999.
3. Витович, Б. А. Мировая экономика нефтегазовых ресурсов [Текст]: Учеб. пособие / Б. А. Витович. – Ухта: УГТУ, 2004.
4. Волков, О. И. Экономика предприятия: учебник / О.И. Волков. – М.: Инфра-М, 2002.
5. Горфинкель В. Я. Экономика предприятия [Текст]: Учебник / Под ред. В. Я. Горфинкеля, В. А. Швандара. – М.: ЮНИТИ, 2002.
6. Павловская А. В. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности [Текст]: учеб. пособие / А. В. Павловская. – Ухта: УГТУ, 2010.
7. Сергеев И. В. Экономика организаций (предприятий) [Текст]: Учебник / Под ред. И. В. Сергеева. - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Проспект, 2010.
8. Экономика инноваций: учебник / Под ред.проф. В. Я. Горфинкеля и проф. Т. Г. Попадюк. – 2-е изд., перераб. и доп.: Вузовский учебник: ИНФРА-М, 2013.
9. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности [Текст]: Учебник / Под. ред. В. Ф. Дунаева, В. А. Шпакова. – М.: ГУНГ, 2010.
10. Экономика фирмы: учебник / А. М. Магомедов, М. И. Маллаев. – 2 –е изд. – М.: Вузовский учебник: ИНФРА-М, 2013.
11. Экономика предприятия (фирмы): практикум / Под ред. В. Я. Позднякова, В. М. Прудникова. – 2-е изд.. – М.: ИНФРА-М, 2010.