

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования

**«Санкт-Петербургский горный университет»**

**СОГЛАСОВАНО**

Руководитель ООП,  
профессор, декан

\_\_\_\_\_ М.К. Рогачев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г

**УТВЕРЖДАЮ**

Зав. кафедрой ОиУ,  
профессор

\_\_\_\_\_ А.Е. Череповицын

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**СБОРНИК ЗАДАЧ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИХ  
ВЫПОЛНЕНИЮ**

**«Экономика и управление нефтегазовым производством»**

Направление подготовки: **131000 «Нефтегазовое дело»**

**Программы:** «Технология вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях»; «Бурение горизонтальных скважин»; «Техническая диагностика газотранспортных систем»; «Эксплуатация скважин в осложнённых условиях» ; «Физика пластовых флюидов»; «Ресурсосберегающие технологии транспорта и хранения углеводородов»; «Моделирование разработки нефтяных месторождений»; «Разработка нефтяных месторождений»; «Трубопроводный транспорт углеводородов»; «Методы анализа физико-химических параметров процессов бурения»; «Технология вскрытия нефтегазовых пластов»

**Форма обучения:** очная

**Квалификация (степень) выпускника:** магистр

**Составитель**

**профессор кафедры О и У  
Череповицын А.Е.**

**Санкт-Петербург  
2016**

# СБОРНИК ЗАДАЧ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИХ ВЫПОЛНЕНИЮ

*Планирование производства и реализации продукции.* Производственная программа нефтегазодобывающего предприятия предусматривает:

- планирование объемов добычи нефти, газа (попутного или природного), газового конденсата и при наличии других компонентов (например, гелия, серы и др.) — в натуральном исчислении;
- планирование объемов производства и реализации продукции в стоимостном выражении;
- планирование объема работ в эксплуатации;
- планирование показателей использования фонда скважин.

Добыча нефти, газа и газоконденсата подразделяется на валовую и товарную.

Валовая добыча  $Q_B$  (в тоннах) — вся добыча нефти  $Q_H$ , газа  $Q_G$  и газоконденсата  $Q_{ГК}$ . Валовая добыча нефти, газа и газоконденсата  $Q_B$  включает товарную добычу и нетоварный расход т.е. расход на собственные нужды предприятия, а также потери продукции:

$$Q_B = Q_H + Q_G + Q_{ГК}$$

Для приведения единицы измерения добычи газа к одному эквиваленту с нефтью объемное количество добычи газа пересчитывают в весовое количество условного газа. При этом за единицу измерения 1 т принимают количество условного газа с теплотворной способностью 10000 кал/кг [1 кал=4,187 Дж], эквивалентное 1 т. нефти. Пересчет осуществляется при помощи переводного коэффициента  $K$ , который рассчитывается в зависимости от качества газа по формуле:

$$K = \frac{j \times \alpha \times k_G}{k_y}$$

где  $j$  - относительная плотность добытого газа (при плотности воздуха равной единице);  $\alpha$  - плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>;  $k_G$  - калорийность добытого газа, Дж/кг;  $k_y$  - калорийность условного газа, Дж/кг.

Количество газа в весовом измерении в тоннах рассчитывается по формуле:

$$Q_G = Q_G^* \times K$$

где  $Q_G^*$  - количество планируемого и учитываемого газа, тыс.м<sup>3</sup>

Товарная добыча  $Q_T$  - разница между валовой добычей и нетоварным расходом и потерями продукции,

$$Q_T = Q_B - Q_{РНТ} - Q_{ПОТ}$$

где  $Q_{РНТ}$  - нетоварный расход продукции;  $Q_{ПОТ}$  - потери продукции.

Товарная добыча предназначена для реализации сторонним потребителям - в переработку на НПЗ, жилищно-коммунальным конторам, буровым и другим предприятиям, на экспорт, свободный рынок и др.

Реализация нефти, газа и газоконденсата рассчитывается на основе товарной добычи с учетом изменения остатков нефти, газа и газоконденсата в хранилищах от  $Q_{НГ}$  в начале года до  $Q_{КГ}$  - в конце.

Реализация нефти, газа и конденсата определяется по следующей формуле[5]:

$$Q_P = Q1 + Q2 + Q_T + (Q_{НГ} - Q_{КГ}) - Q3$$

где  $Q1$  - количество продукции, сданной потребителям на начало планируемого года, но не оплаченной ввиду не наступления сроков оплаты, т;  $Q2$  - количество продукции, не оплаченной потребителем в установленные сроки, т;  $Q3$  - количество продукции, сданной потребителям на конец планируемого года, но подлежащей оплате в последующем году.

Товарная продукция  $T$  в стоимостном выражении включает сумму товарной добычи нефти, газа и газоконденсата в действующих оптовых ценах предприятия и стоимости работ промышленного характера и производственных услуг.

$$T = Q_H \times C_H + Q_G \times C_G + Q_{ГК} \times C_{ГК} + P_P + P_U$$

где  $C_H$ ,  $C_G$ ,  $C_{ГК}$  - действующие оптовые цены на нефть, газ и газоконденсат;  $P_P$ ,  $P_U$  - стоимость работ промышленного характера и производственных услуг.

*Показатели использования фонда скважин и их производительность.* Объем работ в эксплуатации определяет фонд скважин предприятия, его изменение в планируемом периоде.

Основная часть скважин составляет эксплуатационный фонд, который включает действующие и бездействующие скважины. К действующему фонду относятся скважины, которые хотя бы несколько часов работали и давали продукцию в последнем месяце отчетного года (квартала). Действующий фонд включает две группы скважин: дающие нефть и газ (продукцию) и остановленные в последнем месяце отчетного года (квартала). По принятой методике скважины, дававшие нефть, остановленные и вновь возвращенные в работу в предыдущем и последующем месяцах, на конец обоих месяцев числятся в действующем фонде.

К бездействующему фонду относятся скважины, не работающие более одного календарного месяца. Такие скважины могут быть остановлены в текущем году или переведены в нерабочее состояние за предыдущие годы.

Скважины эксплуатационного фонда подразделяются на старые (переходящие), т.е. зачисленные в этот фонд до начала планового года, и новые, вводимые в эксплуатационный фонд в планируемом году.

Показатели объема работ измеряются скважино-месяцами (скв.-мес.).

Скважино-месяц — это условная единица измерения времени работы и простоев скважин, равная 720 скважино- часам или 30 скважино-суткам. Различают скважино-месяцы, числившиеся по эксплуатационному и действующему фондам скважин, и скважино-месяцы эксплуатации (отработанные).

Скважино-месяцы, числившиеся по эксплуатационному фонду скважин ( $C_{чэ}$ ), характеризуют суммарное календарное время эксплуатационного фонда (в действии и бездействии)[6]:

$$C_{чэ} = T_{чэ} / 720(30) = S_э \cdot t_{чэ} / 720(30)$$

Скважино-месяцы, числившиеся по действующему фонду скважин ( $C_{чд}$ ), характеризуют суммарный календарный фонд времени действующих скважин:

$$C_{чд} = T_{чд} / 720(30) = S_д \cdot t_{чд} / 720(30)$$

Скважино-месяцы эксплуатации (отработанные)  $C_э$  характеризуют суммарное время работы действующих скважин, т.е. время, в течение которого скважины дают продукцию. Время накопления жидкости при периодической эксплуатации относится к рабочему времени:

$$C_э = T_э / 720 = S_д (t_{чд} - t_{ос}) / 720(30)$$

где  $S_э$  и  $S_д$  — число скважин эксплуатационного и действующего фонда;  $T_{чэ}$ ,  $T_{чд}$ ,  $T_э$  — время, в течение которого скважины эксплуатационного фонда числились в нем, скважины действующего фонда числились в нем и скважины действующего фонда давали продукцию, часы или сутки;  $t_{чэ}$  и  $t_{чд}$  — среднее время, когда одна скважина соответственно эксплуатационного или действующего фонда числилась в нем, часы или сутки;  $t_{ос}$  — среднее время остановок одной скважины действующего фонда в течение года, часы или сутки.

Использование фонда скважин во времени оценивается двумя показателями.

Коэффициент использования фонда скважин ( $K_{иф}$ ) — это отношение суммарного времени работы всех скважин к суммарному календарному времени эксплуатационного фонда скважин:

$$K_{иф} = T_э / T_{чэ} = C_э / C_{чэ}$$

Коэффициент эксплуатации — это отношение суммарного времени работы всех скважин к суммарному времени действующего фонда скважин:

$$K_э = T_э / T_{чд} = C_э / C_{чд}$$

Интенсивность отбора нефти характеризует дебиты скважин. Среднесуточный дебит скважин определяется отношением общей добычи нефти ( $Q_n$ ) к числу скважино- суток ( $T_э$ ) эксплуатации отработанных:

$$q_{сут} = Q_n / T_э$$

Дебит в тоннах на один скважино- месяц эксплуатации определяется отношением общей добычи нефти (газа) к числу скважино-месяцев эксплуатации:

$$q_э = Q_{н(г)} / C_э$$

Дебит (в тоннах или тыс. м) на один скв.-мес. числившийся по действующему фонду скважин, определяется отношением:

$$q_{с.д} = Q_{н(з)} / C_{ч.д}$$

Для определения плановых показателей использования фонда скважин необходимо установить движение фонда скважин в планируемом периоде, т.е. изменение за плановый период времени общего числа скважин предприятия и перевод скважин из одной категории в другую, так определяется среднеедействующий фонд.

Среднеедействующий фонд скважин в годовом плане рассчитывается зависимостью:

$$S_{с.д,t+1} = S_{н.д,t+1} + ((\sum S_{з.д,t+1} \cdot M_з - \sum S_{в.д,t+1} \cdot M_в) / 12)$$

где  $S_{н.д,t+1}$ ,  $S_{з.д,t+1}$ ,  $S_{в.д,t+1}$  - число действующих скважин соответственно на начало года, зачисляемых в фонд (по месяцам) и выбывающих из фонда (по месяцам);  $M_з$  — время с момента зачисления до конца года, мес.;  $M_в$  — время с начала года до момента выбытия, мес.

Календарный фонд времени (в скв.-сут.) эксплуатационного ( $T_{кэ,t+1}$ ) или действующего ( $T_{к.д,t+1}$ ) фонда скважин в годовом плане определяется исходя из равномерного движения скважин:

$$T_{кэ,t+1} = (S_{нэ,t+1} + S_{кэ,t+1}) / 2 \cdot 365$$

$$T_{к.д,t+1} = (S_{н.д,t+1} + S_{к.д,t+1}) / 2 \cdot 365$$

Индексы «н» и «к» означают начало и конец года.

Число остановок на ремонт подземного и наземного оборудования планируют на основе продолжительности межремонтного периода работы скважины (по видам ремонта: смена насосов, чистка пробок и т.д.).

Общие затраты времени на ремонт и проведение геолого-технических мероприятий ( $T_{от,t+1}$ ) планируют исходя из норм времени (на один ремонт, мероприятие) и числа запланированных ремонтов и мероприятий.

*Планирование 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[5]:

$$Q_{нт,t+1} = Q_{НС,t+1} + Q_{НН,t+1} + Q_{НБ,t+1}$$

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

$Q_{НС,t+1}$  – добыча нефти в планируемом году из скважин, перешедших с прошлого года, тыс. т.;  $Q_{НН,t+1}$  – добыча нефти из новых скважин, вводимых в эксплуатацию из эксплуатационного и разведочного бурения и освоения с прошлых лет, тыс.т.;  $Q_{НБ,t+1}$  – 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 получен в планируемом году из старых скважин при работе всех их с производительностью, имевшей место в предшествующем году:

$$Q_{НС,t+1} = Q_{НС,t+1}^P \times k_{нт,t+1}$$

где  $Q_{НС,t+1}^P$  – расчетная добыча нефти из старых (переходящих) скважин в планируемом году;  $k_{нт,t+1}$  – коэффициент изменения добычи нефти из старых (переходящих) скважин в планируемом году по сравнению с предшествующим годом, доли единицы.

Коэффициент изменения добычи из старых скважин в планируемом году определяется как средне взвешенная величина коэффициентов изменения по месторождениям нефтяной компании.

$$k_{нт,t+1} = \frac{\sum_{i=1}^I (Q_{НС,t+1}^{Pi} \times k_{нт,t+1}^i)}{\sum_{i=1}^I Q_{НС,t+1}^{Pi}}$$

где  $Q_{НС,t+1}^{Pi}$  – расчетная добыча нефти из старых переходящих скважин в планируемом году по i-ому месторождению, тыс.т;  $k_{нт,t+1}^i$  – коэффициент изменения добычи нефти из старых переходящих скважин в планируемом году по i-ому месторождению; I – количество месторождений в нефтяной компании (НГДУ)

Коэффициент изменения добычи нефти по i-ому месторождению  $k_{нт,t+1}^i$  рассчитывается как произведение трех коэффициентов[2].

$$k_{Ит+1} = k_{Пт+1}^P \times k_{Дт+1} \times k_{Фт+1}$$

где  $k_{Пт+1}$ ,  $k_{Дт+1}$ ,  $k_{Фт+1}$  – коэффициенты. Характеризующие изменение соответственно числа действующих старых скважин в планируемом году, дебита старых скважин и нефтесодержания в добываемой из старых скважин жидкости, доли ед.

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:

$$Q_{НСт+1}^P = Q_{НСт} + Q_{Нт+1}^P$$

где  $Q_{НСт}$  – добыча нефти из старых (переходящих) скважин в году, предшествующем планируемому, тыс.т;  $Q_{НСт+1}^P$  – расчетная годовая добыча нефти из новых скважин, введенных в эксплуатацию в предшествующем году, тыс.т.

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

$$Q_{Нт+1}^P = N_{Нт} \times q_{Нт} \times 365 \times k_{ЭНт+1} \times 10^{-3}$$

где  $N_{Нт}$  – ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин в году, предшествующем планируемому, скв.;  $q_{Нт}$  – среднесуточный дебит новых скважин по нефти в году, предшествующем планируемому;  $k_{ЭНт+1}$  – коэффициент эксплуатации в планируемом году новых скважин, введенных в предшествующем.

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

$$Q_{ННт+1} = q_{Нт+1} \times N_{Нт+1} \times m_{т+1} \times 10^{-3}$$

где  $q_{Нт+1}$  – среднесуточный дебит новых скважин, вводимых в планируемом году, т/сут.;  $N_{Нт+1}$  – число новых скважин, вводимых в планируемом году;  $m_{т+1}$  – среднее число дней работы новых скважин, вводимых в планируемом году.

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

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

Добыча нефти из скважин, вводимых из бездействия:

$$Q_{НББт+1} = N_{Бт+1} \times q_{Бт+1} \times m_{Бт+1} \times 10^{-3}$$

где  $N_{Бт+1}$  – число скважин, которое планируется ввести из бездействия;  $q_{Бт+1}$  – ожидаемый среднесуточный дебит скважин, вводимых из бездействия т/сут;  $m_{Бт+1}$  – среднее время работы одной скважины в году t+1, сут.

Объем добычи попутного (нефтяного) газа ( $Q_r$ ) планируют исходя из его ресурса ( $Q_{т+1} \cdot G_r$ ) и степени утилизации[2]:

$$Q_{rt+1} = Q_{т+1} \cdot G_r \cdot K_{nr}$$

где  $G_r$  — газовый фактор, м<sup>3</sup>/т;  $K_{nr}$  — коэффициент использования газа, равный отношению количества полезно используемого газа к общим ресурсам его добычи:

$$K_{n,r} = Q_r / Q_{т+1} \cdot G$$

При втором подходе план добычи нефти рассчитывается по предприятию с учетом всех месторождений и эксплуатационных объектов, находящихся в разработке и подготовленных к ней на основе технических проектов.

*Планирование баланса нефти.* В заключение планирования добычи нефти и газоконденсата составляют их баланс на год. Он имеет приходную часть ресурса нефти и газоконденсата и расходную часть, отражающую распределение ресурсов по потребителям, потери и изменения остатков в хранилищах в течение года[5]:

$$Q_C = Q_{Нт+1} - (Q_{PT} + Q_{PHГ}) + (Q_{НГ} - Q_{КГ})$$

Добычу нефти по плану  $Q_{Нт+1}$  принимают из плана производства и сбыта продукции. Остаток нефти в товарных емкостях НГДУ на начало планируемого года  $Q_{НГ}$  устанавливают по фактическому остатку нефти на конец отчетного года. Остаток нефти в товарных емкостях НГДУ на конец планируемого года  $Q_{КГ}$  устанавливают исходя из нормативного количества дней

задержки нефти в товарных резервуарах  $H_3$ , которое зависит от условий добычи, обработки, хранения, перекачки и сдачи нефти:

$$Q_{кг} = \frac{Q_{Ht+1}}{365(366)} \times H_3$$

Выделяется товарный и нетоварный расход продукции.

Товарный расход нефти – это сдача нефти управлению буровых работ, жилищно-коммунальному хозяйству и другим потребителям.  $Q_{PT}$  устанавливают в виде лимитов, спускаемых нефтегазодобывающему предприятию.

Нетоварный расход нефти  $Q_{PHT}$  планируют исходя из потребности в расходе нефти на собственные производственные нужды НГДУ. При планировании нетоварного расхода нефти учитывают потери нефти при демульсации (2-3% от  $Q_{Ht+1}$ ).

Баланс нефти составляют исходя из плана ее добычи по сортам. Аналогично составляют баланс газа.

При планировании объемов производства продукции целесообразно предусмотреть их в границах рентабельности. В мировой практике для определения границ рентабельного производства и максимизации прибыли применимы в основном два подхода[1,4]:

1. Сопоставление в краткосрочном периоде предельных доходов с предельными издержками. Достижение равенства этих величин определит границу рентабельного производства.

2. Сопоставление выручки от реализации с суммарными, а также переменными и постоянными затратами, этот подход используют при определении порога рентабельности.

*Анализ точки безубыточности* состоит в определении такого критического объема продаж, при котором выручка от реализации продукции становится равной валовым издержкам. Также данную величину называют *порогом рентабельности*. Обычно порог рентабельности определяет критический объем продаж в денежном исчислении. Дальнейшее увеличение выпуска продукции становится для предприятия рентабельным.

Критический объем продаж в натуральных единицах измерения определяется по формуле[7]:

$$Q^* = \frac{Z_{пост}}{Ц - Z_{пер}}$$

где  $Q^*$  - критический объем продаж [т, шт. и др. натуральные единицы]

$Z_{пер}$  – переменные затраты на единицу продукции, руб.,

$Z_{пост}$  – постоянные затраты, руб.,

$Ц$  – цена единицы продукции, руб.

Суммарная величина переменных издержек пропорционально возрастает с ростом объемов производства.

Порог рентабельности можно определить по следующей формуле[4]:

$$ПР = \frac{Z_{пост}}{B_p - \frac{Z_{пер}}{B_p}}$$

Где  $Z_{пост}$  - постоянные затраты, руб;  $Z_{пер}$  – переменные затраты, руб;  $B_p$  - Выручка от реализации, млн. руб

При анализе точки безубыточности необходимо сопоставить планируемые объемы продаж продукции с критическим объемом продаж. Если планируемые объемы продаж превышают величину  $Q^*$ , то это свидетельствует об экономической привлекательности проекта.

Используя один из указанных подходов, следует иметь в виду, что равенство предельных издержек и дохода определяет объем производства, увеличивать который убыточно, а порог рентабельности укажет начало рентабельного производства, то есть объем продукции, увеличивая который предприятие начнет получать прибыль.

*Планирование себестоимости продукции.* На основе сметы затрат на производство и реализацию продукции (работ, услуг) планируется себестоимость валовой и товарной продукции, затраты на один рубль товарной продукции и себестоимость реализованной продукции на год с разбивкой по кварталам[5].

К затратам, не включаемым в состав валовой и товарной продукции относятся выполненные промышленно-производственным персоналом строительно-монтажные работы для капитального строительства работы по капитальному ремонту зданий и сооружений, услуги собственного транспорта на сторону и собственным непромышленным хозяйствам, а также прочие услуги непромышленного характера на сторону.

Стоимость продукции, потребленной на собственные нужды, вместе со стоимостью потерь продукции включаются в смету затрат как внутривыпускной оборот.

Производственная себестоимость товарной продукции определяется как разность между производственной себестоимостью валовой продукции и внутривыпускным оборотом.

Полная себестоимость товарной продукции определяется как сумма производственной себестоимости товарной продукции, внепроизводственных расходов и отчислений в отраслевой и межотраслевой фонд научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Полная себестоимость реализованной продукции равна полной себестоимости товарной продукции плюс (минус) изменение себестоимости остатков нерезализованной товарной продукции, находящейся на складе и в товарах отгруженных.

Себестоимость реализованной продукции используется в плане прибылей и убытков для расчета прибыли от реализации продукции.

*Планирование прибыли и рентабельности.* Прибыль – это денежное выражение основной части денежных накоплений, создаваемых предприятием любой формы собственности. При финансовом планировании рассчитывают: валовую прибыль, налогооблагаемую прибыль и чистую прибыль.

Эффективность производственно-хозяйственной деятельности предприятия оценивают системой показателей рентабельности. Система показателей рентабельности включает: рентабельность активов предприятия; рентабельность собственного капитала; рентабельность продаж (реализации); рентабельность производства; рентабельность продукции.

Планирование прибыли осуществляется тремя методами: прямого счета, аналитическим и смешанным[2].

Метод прямого счета является основным. Прибыль этим методом определяется по всей номенклатуре реализованной продукции посредством исключения из суммы выручки от реализации продукции по отпускным ценам (без НДС и акцизов) полной себестоимости этой продукции.

Прибыль от реализации методом прямого счета рассчитывается по формуле:

$$П = (Q_T \times Ц) - (Q_T \times С)$$

где П – плановая прибыль от реализации продукции;  $Q_T$  – выпуск товарной продукции в планируемом периоде в натуральном выражении; Ц – цена единицы продукции (за вычетом НДС и акцизов); С – полная себестоимость единицы продукции.

*Методы оценки коммерческой эффективности инвестиционных проектов.* Инвестиционный проект – план (программа) хозяйственного мероприятия или предпринимательской идеи, реализация которых требует привлечение инвестиций.

Оценка эффективности инвестиционного проекта может производиться с учетом социально-экономических последствий его осуществления для общества в целом и с учетом финансовых последствий только для субъекта (оператора) реализующего проект, в предположении, что он производит все необходимые затраты и получает все его результаты. В первом случае определяется общественная (социально-экономическая), а во втором – коммерческая эффективность инвестиционного проекта[3,8].

Дисконтированием денежного потока называется приведение его интервальных (годовых) денежных значений сальдо к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения. В качестве момента приведения (при оценке нефтегазовых проектов) чаще всего выбирается начало первого (нулевого) года расчетного периода[7].

Чистый дисконтированный доход (интегральный экономический эффект) – это приведенная к начальному моменту проекта величина дохода, который ожидается после

возмещения вложенного капитала и получения годового процента, равного выбранной инвестором норме дисконта.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается как разность дисконтированных денежных потоков, поступлений и выплат, производимых в процессе реализации проекта за весь инвестиционный период.

$$ЧДД = \sum_{t=0}^T \frac{Pr_t}{(1+E_H)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{Om_t}{(1+E_H)^t}$$

Или

$$ЧДД = \sum_{t=0}^T \frac{B_t - K_t - \mathcal{E}_{npt} - H_t + A_t}{(1+E_H)^t}$$

где  $Pr_t$  – поступления денежных средств в интервал времени  $t$ , образующих входной денежный поток;  $Om_t$  – выплаты денежных средств в интервал времени  $t$ , образующие выходной денежный поток;  $T$  – продолжительность инвестиционного периода;  $E_H$  – ставка дисконтирования принятая для оценки инвестиционного проекта;  $B_t$  – выручка от реализации в году  $t$ ,  $K_t$  – капитальные вложения в разработку месторождения или организационно-техническое мероприятие в году  $t$ ,  $\mathcal{E}_{npt}$  – эксплуатационные затраты (производственные) в году  $t$  без амортизационных отчислений и налогов, включаемых в состав себестоимости добываемой продукции;  $H_t$  – налоговые выплаты в году  $t$ ,  $A_t$  – амортизационные отчисления в году  $t$ .

Если величина ЧДД положительна, инвестиционный проект считается рентабельным, что свидетельствует о целесообразности финансирования и реализации проекта.

Другим важным показателем эффективности инвестиционного проекта является внутренняя норма доходности (рентабельности) (ВНД, ВНР):

$$\sum_{t=0}^T \frac{Pr_t}{(1+ВНД)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{Om_t}{(1+ВНД)^t}$$

ВНД показывает темпы роста инвестируемого капитала. Значение этого показателя соответствует годовому проценту, который ожидается получить на вложенный в реализацию проекта капитал. В наиболее распространенных случаях (денежный поток характеризуется одним инвестиционным циклом) – это значение переменной нормы дисконта, при котором чистый дисконтированный доход обращается в ноль.

Сроком окупаемости называют продолжительность периода от начального момента реализации проекта до момента окупаемости. Моментом окупаемости является тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого накопленный дисконтированный денежный поток становится положительным и в дальнейшем остается неотрицательным (срок окупаемости с учетом дисконтирования).

Срок окупаемости ( $T^*$ ) может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=0}^T \frac{B_t - K_t - \mathcal{E}_{npt} - H_t + A_t}{(1+E_H)^t} = 0$$

Индексы доходности (ИД) характеризуют «отдачу проекта» на вложенные в него денежные средства. Отдача измеряется количеством денежных единиц, получаемых на каждую вложенную денежную единицу за расчетный период реализации проекта с учетом дисконтирования [8].

Индекс доходности дисконтированных затрат – отношение суммы дисконтированных денежных притоков к сумме дисконтированных денежных оттоков.

Расчет индекса доходности дисконтированных затрат ® проводится по следующей формуле:

$$ИД(R) = \frac{\sum_{t=0}^T B_t / (1+E_H)^t}{\sum_{t=0}^T (K_t + \mathcal{E}_t + H_t^*) / (1+E_H)^t}$$



где  $\mathcal{E}_t$  – эксплуатационные затраты в году  $t$  с учетом амортизационных отчислений и налогов, включаемых в состав себестоимости добываемой продукции;  $H_t^*$  – налоги, в году  $t$ , не включаемые в состав себестоимости добываемой продукции.

Индекс доходности дисконтированных инвестиций – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. Его значение равно увеличенному на единицу отношению ЧДД к накопленному дисконтированному объему инвестиций.

Расчет индекса доходности инвестиций (PI) производится по следующей формуле:

$$ИД(PI) = \frac{\sum_{t=0}^T (П_t + A_t) / (1 + E_H)^t}{\sum_{t=0}^T K_t / (1 + E_H)^t}$$

где  $П_t$  – прибыль от реализации нефти в году  $t$ .

## КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ

### Вариант 1

**Задача 1.** 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.

**Задача 2.** Определить годовой объем добычи нефти на планируемый год при исходных данных, приведенных в таблице:

Таблица 1.

N п/п	Показатели	Единица 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 единицы	0.975
5.	Коэффициент изменения добычи нефти	доли един.	0.935
N п/п	Показатели	Единица измерения	Количество
6.	Среднее время эксплуатации одной новой скважины в планируемом году	сут.	180

**Задача 3.** Составить баланс нефти на планируемый год по исходным данным, приведенным в таблице:

Таблица 2

№	Показатели	Единица измерения	Количество
1.	Плановая добыча нефти	тыс. т	3250
2.	Норма расхода нефти на промывку скважин	т/скв. -мес. отработанн.	0.5
3.	Норма расхода нефти на гидроразрыв пласта	т/скв. -мес. отработанн.	0.65
4.	Объем работ по промывке скважин	скв. -мес -отработанн.	1250
5.	Объем работ по гидроразрыву пласта	скв. -мес. отработанн.	460
6.	Лимит отпуска нефти на сторону УБР	т	2300
	ЖКХ	т	450
7	Остаток нефти в товарных емкостях на начало года	т	19315
8.	Нормативное число дней задержки нефти в товарных емкостях	сут.	3
9.	Потери нефти при деэмульсации в процентах от плановой добычи нефти	%	1.8

**Задача 4.** Определить порог рентабельности нефтяного месторождения, находящегося на поздней стадии разработки.

Таблица 3

№	Объем добычи, тыс. т	Цена нефти, руб./т	Выручка от реализации, млн. руб.	Затраты постоянные, млн. руб.	Затраты переменные, млн. руб.	Затраты общие, млн. руб.	Прибыль (Убыток)
1	1300	360	468	380,5	148,72	529,22	-61,22
2	1700	360	612	400,1	223,72	623,82	-11,82
3	2600	360	636	436,8	376,22	813,02	122,98
4	2500	360	900	436,8	379,75	816,55	83,45
5	2400	360	864	436,8	364,56	801,36	62,64
6	2300	360	828	436,8	349,37	786,17	41,83
№	Объем добычи, тыс. т	Цена нефти, руб/т	Выручка от реализации, млн. руб.	Затраты постоянные, млн. руб.	Затраты переменные, млн. руб.	Затраты общие, млн. руб.	Прибыль (Убыток)
7	2100	360	756	436,8	318,99	755,79	0,21
8	2000	360	720	436,8	303,8	740,6	-20,6
9	2000	400	800	436,8	303,8	740,6	59,4

**Задача 5.** Определить производственную себестоимость валовой и товарной продукции, полную себестоимость товарной продукции и затраты на 1 рубль товарной продукции по исходным данным, представленным в таблице:

Таблица 4

	Статьи затрат	Сумма, тыс.руб
1	Сырье и основные материалы	29532
2	Вспомогательные материалы	5567
3	Топливо	3228
4	Энергия	9805
4	Отчисления на рекультивацию земель	4545
5	Затраты на оплату труда	13826
6	Отчисления на социальные нужды	5180
7	Амортизационные отчисления	42834
8	Прочие расходы	4545
9	Затраты, не входящие в валовую продукцию	68541
10	Внутренний оборот	23437
11	Внепроизводственные расходы	4853
12	Отчисления в фонд отраслевых и межотраслевых научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ	1,5% от себестоимости товарной продукции
	Товарная продукция	260000

**Задача 6.** Произвести расчет чистого дисконтированного дохода при норме дисконта, равной 10 %. Произвести расчет внутренней нормы доходности

Таблица 5

Год существования	Результаты,	Затраты (млн руб.), в т. ч.	
		капитальные вложения	эксплуатационные издержки
1	0,00	1,09	0,00
2	0,00	4,83	0,00
3	0,00	5,68	0,00
4	0,00	4,50	0,00
5	0,00	1,99	0,00
6	1,67	0,00	0,67
7	3,34	0,00	0,97
8	5,00	0,00	1,30
9	6,68	0,00	1,62
10-30*	8,38	0,00	2,95

\* С целью упрощения принято, что с 10-го по 30-й год осуществления проекта потоки результатов и затрат по проекту не изменяются.

**Задача 7.** Определить валовую, налогооблагаемую и чистую прибыль предприятия. Сумму налога на прибыль, перечисляемую в бюджет по следующим исходным данным: выручка от реализации продукции (без НДС и акцизов) – 420300 млн. руб.; себестоимость реализованной продукции – 400500 млн. руб.; прибыль от прочей реализации – 10,2 млн. руб.; убытки от внереализационных операций – 15,3 млн. руб.; доходы, полученные по ценным бумагам – 100,3 млн. руб.; доходы от долевого участия в других предприятиях – 150,2 млн. руб.; прибыль от проведения посреднических операций и сделок – 120,1 млн. руб.; прибыль от осуществления банковских операций и сделок – 20 млн. руб.; прибыль от произведенной сельскохозяйственной продукции – 35 млн. руб.; сумма отчислений в резервный фонд – 1,5 млн. руб.; льготы по налогу на прибыль – 3,2 млн. руб. Ставка налога на прибыль – 24%.

**Задача 8.** Для интенсификации добычи на нефтедобывающем предприятии с 2005 по 2008 гг. проводятся мероприятия по оптимизации работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных погружных насосов (УЭЦН). Исходные данные для расчета представлены в таблице.

Таблица 7

	Показатели	2005	2006	2007	2008
1	Количество оптимизируемых скважин, шт	8	10	10	10
2	Дополнительный прирост дебита, т	10	14	15	15
3	Стоимость ремонта 1 скважины, тыс.руб.	220	220	220	220
4	Условно-переменные затраты на одну тонну, руб.	106,5	119,5	123,5	123,5
5	Коэффициент эксплуатации	0,879	0,899	0,910	0,912
6	Ставка налога на прибыль	24	24	24	24
7	Себестоимость 1 т. нефти, руб/т	1100	1200	1300	1300
8	Цена 1 т. нефти, руб.	2000	1900	1900	1900
9	Межремонтный период, дни	254	264	400	400

Определить экономическую эффективность планируемых мероприятий. Рассчитать недисконтированный поток денежной наличности и ЧДД.

### Вариант 2

**Задача 1.** Определить коэффициент использования фонда скважин и коэффициент эксплуатации, если на начало планируемого года в действующем фонде находится 600 скважин, в бездействующем 45. В течение года планируется ввести в эксплуатацию с апреля 7 скважин, с

октября - 4 скважины из бездействующего фонда. Из эксплуатации с 1 августа выбывают 7 скважин. Время остановок скважины в течение года 10 суток.

**Задача 2.** Определить годовой объем добычи нефти на планируемый год при следующих данных. Число новых скважин, водимых в предшествующем году – 17, в планируемом году - 22. Дебит новой скважины в предшествующем году 27 т/сут, в планируемом году 32 т/сут. Коэффициент эксплуатации в планируемом году в планируемом году новых скважин, введенных в предшествующем году 0,98. Коэффициент изменения добычи нефти 0,941. Среднее время эксплуатации одной новой скважины в планируемом году 191 сут. Добыча нефти из старых скважин в предшествующем году 973 тыс. т

**Задача 3.** Необходимо сравнить устойчивость двух вариантов проекта по разработке нового нефтяного месторождения. Для этого необходимо определить точку безубыточности для каждого варианта.

Как для варианта А, так и для варианта Б цена одной тонны нефти составляет 6000 руб.

Издержки производства по вариантам приведены в таблице.

Таблица 8

Виды затрат	Постоянные издержки, тыс. руб.		Переменные издержки на единицу продукции, тыс. руб.	
	Вариант А	Вариант Б	Вариант А	Вариант Б
1	2	3	4	5
Вспомогательные материалы			1,1	1,05
Оплата труда			1,5	1,4
Коммунальные издержки			0,3	0,35
Энергия и топливо			1,3	1,2
Обслуживание и ремонт	50000	100000	0,6	0,5
Амортизация	700000	800000		
Накладные расходы	50000	75000		
Административные затраты	100000	300000		
Затраты на сбыт	100000	200000		
Итого:	1000000	1475000	4,8	4,5

**Задача 4.** Определить валовую и товарную добычу нефти, газа и газоконденсата в НГДУ в планируемом году, а также количество реализованной продукции в натуральном выражении при годовом объеме добычи нефти 5,83 млн.т., газоконденсата 1,01 млн.т. Относительная плотность добываемого газа 0,945, теплотворная способность 40 500 Дж/кг. Средний газовый фактор 38 м<sup>3</sup>/т. Коэффициент использования газа 0,82. Расход нефти на собственные нужды 830 000 т, потери продукции 345 000 т. Цена 1 т. нефти 4010 руб. Цена 1 тыс. м<sup>3</sup> газа 1200 руб. Стоимость произведенных услуг 563 тыс. руб. Количество продукции сданной потребителям на начало планируемого года, но неоплаченной ввиду не наступления сроков оплаты 200 000 т, количество продукции не оплаченной потребителям в установленные сроки 430 000 т. Остатки запасов нефти на конец года 720 000 т, остатки запасов нефти на начало года 811 123 т. Количество продукции сданной потребителям на конец года, но подлежащей оплате в последующем году 563 000 т.

**Задача 5.** Составить баланс нефти на планируемый год по следующим показателям: норма расхода нефти на промывку скважин 0,5 т/скв.мес.; Лимит отпуска нефти жилищно-коммунальному хозяйству 2500 т. Объем работ по промывке скважин 1300 скв. мес. Остаток нефти в товарных емкостях на начало года 21 530 т. Нормативное число дней задержки нефти в товарных емкостях 4 сут. Потери нефти при деэмульсации в % от плановой добычи 2,1. Плановая добыча нефти 2998 тыс. т.

**Задача 6.** Рассматриваются, два проекта, имеющие примерно равные результаты. Затраты по каждому проекту представлены в таблице.

Таблица 9

Проекты	1 год	2 год	3 год
Проект А	30	15	5
Проект Б	5	20	30

Какому проекту стоит отдать предпочтение? Норма дисконта равна 0,2. При какой ставке дисконта проекты равноценны?

**Задача 7.** Определить методом прямого счета прибыль от реализации продукции по исходным данным, представленным в табл.

Таблица 10

Продукция	В натуральном выражении			В стоимостном выражении		
	Товарный выпуск, т	Остатки на начало планируемого года, т	Остатки на конец планируемого года, т	Цена реализации, руб.	Полная себестоимость продукции, руб.	
					IV квартал отчетного года	Планируемого года
1	2	3	4	5	6	7
Техуглерод :						
Т-900	4200	830	318	2439	2180	2211
П-701	23600	33	70	2420	2116	2114
К-354	2700	20	101	8825	8080	7422
1	2	3	4	5	6	7
Конденсат стабильный	201700	434	3657	465	429	412
Сжиженный газ	131400	1125	2179	496	429	409
Пропан-бутан автомобильный	30	8	5	1037	429	412

**Задача 8.** Нефтяная компания внедряет инвестиционный проект по повышению эффективности производства и планирует провести зарезку боковых стволов (ЗБС) с горизонтальным вскрытием нефтяной толщи пласта на 11 скважинах. Стоимость одного ЗБС 23397,4 тыс. руб. Проект начинается в 2005 году и рассчитывается до 2009 года. Планируется прирост дебита нефти на 1 скважину (т/сут):

2005	2006	2007	2008	2009
60	52,7	40,1	35,9	32,2

Норма амортизации основных фондов 6,7%. Цена 1 т. нефти 2000 руб. Себестоимость 1 тонны нефти 1200 руб. Ставка дисконта – 10%. Доля условно-переменных затрат 42%. Среднее количество дней работы скважин 360. Коэффициент эксплуатации скважин 0,95.

Определить показатели инвестиционного проекта: поток денежной наличности, ЧДД, коэффициент отдачи капитала, срок окупаемости проекта, ВНД.

### Вариант 3

**Задача 1.** Определить коэффициент использования фонда скважин и коэффициент эксплуатации, если на начало планируемого года в действующем фонде находится 600 скважин, в бездействующем 15. В течение года планируется ввести в эксплуатацию с февраля 11 скважин, с ноября - 5 скважин из бездействующего фонда. Из эксплуатации с 1 сентября выбывают 8 скважин. Время остановок скважины в течение года 19 суток.

**Задача 2.** Определить годовой объем добычи нефти на планируемый год при исходных данных приведенных в таблице

Таблица 11

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти из старых скважин в предшествующем году	Тыс.т	870
Число новых скважин вводимых в году: предшествующем планируемом	скв	15
	скв	23
Дебит новой скважины в году Предшествующем Планируемом	Т/сут	34
	Т/сут	35
Коэффициент эксплуатации в планируемом году новых скважин введенных в предшествующем году	Доли единицы	0.978
Коэффициент изменения добычи нефти	Доли единицы	0.999
Среднее время эксплуатации одной новой скважины в планируемом году	сут	200

**Задача 3.** Определить валовую и товарную продукцию в нефтегазодобывающем предприятии при плановом объеме добычи нефти 3,25 млн.т. Газовый фактор составляет 35 м<sup>3</sup>/т., коэффициент использования газа 0,83, расход нефти на собственные нужды НГДУ – 220000 т, остатки нефти в сдаточных емкостях на начало и конец года не изменяются. Относительная плотность добываемого газа – 0,961, теплотоварная способность 40710 Дж/кг. Цена 1 тонны нефти 4200 руб. Цена 1 тыс. м<sup>3</sup> газа 1150 руб. Стоимость выполненных промышленных работ на сторону 6480 тыс. руб.

**Задача 4.** Нефтедобывающее предприятие может при полной загрузке своей мощности добыть в один месяц 40 тыс. т. нефти. Цена реализации нефти равна 4,5 тыс. руб за тонну. О расходах имеются следующие данные:

Таблица 12

Количество нефти, т	Совокупные постоянные издержки, тыс. руб.	Совокупные переменные издержки, тыс.руб.	Совокупные расходы, тыс. руб.	Совокупный расход на одну тонну, тыс. руб.	Совокупный доход, Тys. руб	Прибыль Убыток, тыс.руб.
5000	50000	10000				
10000	50000	20000				
15000	50000	30000				
20000	50000	40000				
25000	50000	50000				
30000	50000	60000				
35000	50000	70000				
40000	50000	80000				

- 1) заполните таблицу и определите, когда прибыль «0». Какое количество добытой нефти соответствует точке безубыточности?
- 2) рассчитайте, чему равны переменные издержки на одну тонну нефти;
- 3) сделайте графическое изображение точки безубыточности;
- 4) представьте графически совокупные расходы на 1 тонну, переменные издержки на 1 тонну и прибыль от одной тонны;
- 5) рассчитайте:
  - сколько тонн при загрузке 75% производственных мощностей будет добыто;

- какова прибыль и какой процент она составляет к совокупным доходам (выручке с оборота) при загрузке 75%;
- б) определите по формуле точку безубыточности, когда продажная цена нефти должна быть снижена с 4,5 тыс. руб. до 4 тыс. руб. за тонну

**Задача 5.** Определить производственную себестоимость валовой и товарной продукции, полную себестоимость товарной продукции и затраты на 1 рубль товарной продукции по исходным данным, представленным в таблице:

Таблица 13

	Статьи затрат	Сумма, тыс.руб.
1	Вспомогательные материалы	15567
2	Топливо	3228
3	Энергия	9805
4	Отчисления на рекультивацию земель	6050
5	Плата за воду	3045
6	Затраты на оплату труда	14921
7	Отчисления на социальные нужды	6180
8	Амортизационные отчисления	55751
9	Прочие расходы	4545
10	Затраты, не входящие в валовую продукцию	7640
11	Внутренний оборот	22550
12	Внепроизводственные расходы	5834
13	Отчисления в фонд отраслевых и межотраслевых научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ	1,5% от себестоимости товарной продукции
14	Товарная продукция	140000

**Задача 6.** Имеется два инвестиционных проекта. При осуществлении проектов капитальные вложения происходят в году  $t=0$  (см табл.). При этом объект функционирует в течение 5 лет и имеет показатели Срок службы  $T=6$  лет и по окончании шести лет остаточная стоимость объекта по первому варианту -  $I_{ост1} = 0,5$  млрд. руб., а по второму -  $I_{ост2} = 0,75$  млрд.руб. Сам объект может быть более полезно использован для других целей. Норма дисконта  $E_n=0,1$  или 10% в год. Какой проект следует выбрать?

Таблица 14

Показатель	N проекта	Годы					
		0	1	2	3	4	5
Инвестиции, млрд. руб.	1	2,5	0	0	0	0	0
	2	4	0	0	0	0	0
Выручка, млрд. руб.	1	0	2	3	4	3	3,2
	2	0	3	4,5	4,5	5	4
Эксплуатационные издержки, млрд. руб.	1	0	1,5	2,2	3	2	2
	2	0	2,2	3,2	3	3,2	2,8

**Задача 7.** Иностранная компания разрабатывает месторождение на основании соглашения о разделе продукции (СРП). Общая добыча за месяц – 100 тыс.т. Налог на добычу (роялти) – 8,25%. Налог на прибыль инвестора 24%.. Доля компенсационной продукции – 70%. Пропорции раздела прибыльной продукции 60% - инвестору, 40% - государству. Рассчитайте долю инвестора и долю государства на данный месяц разработки.

**Задача 8.** Инновационный проект, рассчитанный на один год реализации, характеризуется следующими финансовыми показателями. Инвестиционные издержки включают затраты на приобретение основных средств и составляют 500 тыс. руб., а также затраты на прирост оборотных средств в размере 250 тыс. руб. Норма начислений на износ основных средств равна 12 % в год. По окончании инвестиционной стадии проекта, продолжительность которой составляет один квартал, планируется организовать производство и сбыт новой продукции, выручка от реализации которой ожидается во втором квартале 500 тыс. руб., в третьем — 350 тыс. руб. и в четвертом — 200 тыс. руб. При завершении проекта планируется продажа основных средств, вовлекаемых в проект, и возврат капитала, инвестированного в пополнение оборотных средств.

Внерезализационные доходы от этой операции оцениваются в 550 тыс. руб. Текущие производственно-сбытовые издержки включают:

- прямые затраты поставщикам материалов и комплектующих изделий в размере 20 % от планируемых объемов производства и реализации;
- затраты на оплату труда персонала в размере 15 % от планируемых объемов производства и реализации с учетом отчислений на социальные нужды;
- накладные расходы, относимые на данный проект, составляют ежеквартально 20 тыс. руб. и включают затраты на арендупомещений, коммунальные платежи, сбытовые издержки, а также налоговые платежи, включаемые в себестоимость.

В качестве источников финансирования проекта используются собственные средства в размере 250 тыс. руб., а также привлекается банковский кредит в размере 500 тыс. руб. по ставке 30 % годовых. Проценты за кредит выплачиваются ежеквартально, а возврат кредита планируется произвести по окончании проекта.

Рассчитать основные показатели эффективности инвестиционного проекта.

#### Вариант 4

**Задача 1.** Определить годовой объем добычи нефти на планируемый год при исходных данных приведенных в таблице:

Таблица 15

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти из старых скважин в предшествующем году	Тыс.т	1000
Число новых скважин вводимых в году: предшествующем планируемом из бездействия	скв	22
	скв	23
	скв	4
Дебит новой скважины в году  предшествующем планируемом вводимой из бездействия	Т/сут	35
	Т/сут	36
	Т/сут	30
Коэффициент, характеризующий изменение действующих старых скважин в планируемом году	Доли единицы	0.992
Коэффициент, характеризующий изменение дебита старых скважин	Доли единицы	0.967
Коэффициент, характеризующий изменение нефтесодержания в добываемой из старых скважин жидкости	Доли единицы	0.980
Коэффициент эксплуатации в планируемом году новых скважин введенных в предшествующем году	Доли единицы	0.975
Среднее время эксплуатации одной новой скважины в планируемом году скважины вводимой из бездействия	Сут	179
	Сут	178

**Задача 2.** Составить баланс нефти на планируемый год по следующим показателям: норма расхода нефти на промывку скважин 0,6 т/скв.мес., норма расхода нефти на гидроразрыв пласта 0,69 т/ скв.мес. Объем работ по промывке скважин 1310 скв.мес., по гидроразрыву пласта 910 скв.мес. Отпуск нефти ЖКХ 2300 т, другим потребителям 1000 т. Остаток нефти на начало года 20 680 т. Нормативное число дней задержки нефти в товарных емкостях 3 суток. Потери нефти при деэмульсации 2,1% Плановая добыча нефти 2300 тыс.т.

**Задача 3.** Определить коэффициент использования скважин и коэффициент эксплуатации, если на начало планируемого года в действующем фонде находится 600 скважин, в



бездействующем 15. В течение года планируется ввести в эксплуатацию с марта 10 скв. Из эксплуатации выбывают 4 скв. Время прекращения работы в течение года 15 суток.

**Задача 4.** Определить валовую и товарную продукцию в нефтегазодобывающем предприятии при плановом объеме добычи нефти 5,47 млн.т. Газовый фактор составляет  $37 \text{ м}^3/\text{т}$ ., коэффициент использования газа 0,81, расход нефти на собственные нужды НГДУ – 220000 т, остатки нефти в сдаточных емкостях на начало и конец года не изменяются. Относительная плотность добываемого газа – 0,955, теплотоварная способность 40710 Дж/кг. Цена 1 тонны нефти 4000 руб. Цена 1 тыс.  $\text{м}^3$  газа 1160 руб. Стоимость выполненных промышленных работ на сторону 500,9 тыс. руб.

**Задача 5.** Пусть спрос на изделие А составляет 120 ед., а мощности выпускаемого оборудования для его производства образуют параметрический ряд со значениями 100; 150; 200 ед.

Требуется выбрать оборудование так, чтобы потери предпринимателя были минимальными. При этом цена изделия А принимается равной 1 млн. руб., постоянные затраты равны 30, 37, 40 млн. руб. для варианта мощности. оборудования 100, 150, 200 ед. соответственно, переменные затраты составляют 40% на единицу продукции.

**Задача 6.** Газотранспортная компания заключила контракт с предприятием X на поставку определенного количества газа в течение 10 лет. Компания, проанализировав свои возможности, пришла к выводу о том, что без реконструкции газопровода она не сможет выполнить контрактные обязательства в полном объеме. Аналитику компании поручено рассмотреть два варианта реконструкции газопровода. Ни один из них не повлияет на ежегодную пропускную способность газопровода, которая равна 1000 тыс.  $\text{м}^3$ . Доход, получаемый компанией от эксплуатации газопровода, в первый год равен 45 тыс. руб. за каждую тыс. куб. м. Эта сумма будет ежегодно увеличиваться на 3%. Оба проекта имеют среднюю степень риска. Норма дисконта, принятая в компании для таких проектов, равна 15%. Все затраты относятся на конец года.

Первый вариант технически достаточно хорошо изучен и характеризуется следующими показателями:

1. Техничко-экономические исследования уже проведены в течение предыдущего года и составили 15 млн. руб.
2. Затраты на реконструкцию (млн. руб.): 1 год – 40; 2 год – 50; 3 год – 60.
3. Эксплуатационные затраты увеличиваются ежегодно на 10% и равны (млн. руб.):

1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год
10,0	11,0	12,1	13,31	14,641	16,105	17,716	19,984	21,436	23,579

Второй вариант также осуществим технически, но требует дополнительной проработки. Он характеризуется следующими показателями:

1. Техничко-экономические исследования.  
Часть работ на сумму 12 млн. руб. проведена в течение предыдущего года. Часть работ на сумму 3 млн. руб. предстоит выполнить в течение этого года.
2. Затраты на реконструкцию (млн. руб.): 1 год – 35, 2 год – 40, 3 год – 45; 4 год – 30.
3. Эксплуатационные затраты увеличиваются ежегодно на 10% и составляют те же величины, что и в первом варианте

Определить основные показатели эффективности вариантов реконструкции. Сравнить варианты. Для каждого варианта построить график интегральных доходов и внутренней нормы доходности.

**Задача 7.** На нефтегазодобывающем предприятии планируется провести соляно-кислотные обработки (СКО) на трех скважинах. Суммарный среднесуточный дебет по трем скважинам до проведения мероприятия 27 т/сутки, а после проведения – 50 т/сутки. Обработка скважин проводится равномерно в течение года. Коэффициент эксплуатации скважин 0,985.

Продолжительность проведения СКО на одной скважине – 5 часов, стоимость одного вахто-часа бригады капитального ремонта скважины 4480 руб. Себестоимость добычи 1 т нефти

до проведения СКО 1526 руб., цена 1 т. нефти 2000 руб. Удельный вес условно-переменных затрат в себестоимости добычи 1 т. нефти 46%. Ставка налога на прибыль 24%.

Определить показатели коммерческой эффективности СКО скважины: приток денежных средств; отток денежных средств; поток реальных денег; прирост балансовой прибыли; прирост чистой прибыли.

**Задача 8.** Предлагается осуществить инновационное мероприятие на нефтяном месторождении. Стоимость мероприятий 30 млрд. руб., вкладываемых в течение 0 года. Норма дисконта 10%.

Доходы по годам с указанием вероятности каждого значения этого дохода приведены в таблице:

Номер Значения дохода j	Вероятность значения дохода, Pj	Значения дохода D <sub>tj</sub> по годам, млрд. руб.				
		D <sub>1j</sub>	D <sub>2j</sub>	D <sub>3j</sub>	D <sub>4j</sub>	D <sub>5j</sub>
1	0,1	8	8	10	9	7
2	0,2	9	9,5	12	10,5	8
3	0,4	10	11	15	12	9
4	0,2	11	12	16	14	10
5	0,1	12	14	18	16	11

Определить величину интегрального экономического эффекта по проекту при условии, что срок службы капитальных средств составляет пять лет.