

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

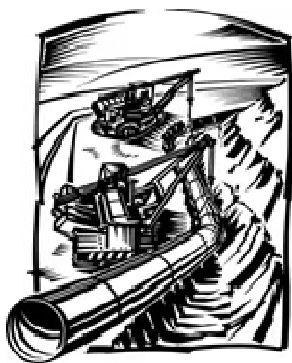
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Воронежский государственный технический университет»

Кафедра нефтегазового оборудования и транспортировки

**ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО
ПРОИЗВОДСТВА**

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению курсового проекта для студентов
направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
(профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов
транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»)
всех форм обучения



Воронеж 2022

УДК 658.5: 622.27(07)
ББК 65.9(2)23: 39.7я7

Составитель
ст. преп. И. В. Рощупкина

Экономика и организация нефтегазового производства: методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки») всех форм обучения / ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»; сост. И. В. Рощупкина. Воронеж: Изд-во ВГТУ, 2022. 40 с.

Рассмотрены содержание и порядок выполнения курсового проекта по дисциплине «Экономика и организация нефтегазового производства».

Предназначены для студентов бакалавриата третьего и четвертого курсов очной формы обучения, четвертого и пятого курсов очно-заочной формы обучения и третьего курса заочной формы обучения.

Методические указания подготовлены в электронном виде и содержатся в файле МУ_КП_ЭиОНГП.pdf.

Табл. 16. Ил. 7. Библиогр.: 15 назв.

УДК 658.5: 622.27(07)
ББК 65.9(2)23: 39.7я7

Рецензент - Т. С. Наролина, канд. экон. наук, доцент кафедры экономической безопасности ВГТУ

*Издается по решению редакционно-издательского совета
Воронежского государственного технического университета*

1 Общие положения по организации выполнения курсового проекта

Курсовой проект имеет целью закрепить приобретенные знания, получаемые студентами при изучении дисциплины «Экономика и организация нефтегазового производства», а также приобрести навыки самостоятельной работы по расчету технико-экономических показателей при решении конкретных производственных задач на объектах транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки.

Исходные данные для выполнения курсового проекта выдаются преподавателем – руководителем работы.

Выдача задания на курсовой проект совмещается с проведением общей консультации, в ходе которой руководитель освещает следующие вопросы:

цель и порядок выполнения курсового проекта, а также краткое содержание основных разделов;

требования к оформлению курсового проекта в соответствии с ГОСТами и СТП ВГТУ;

сроки, порядок выполнения, предоставления и защиты курсового проекта;

порядок и сроки проведения индивидуальных консультаций.

Тема курсового проекта: «Технико-экономическое обоснование проекта строительства (ремонта) участка магистрального нефтепровода (газопровода, продуктопровода)».

Курсовой проект должен содержать следующие разделы:

Задание на курсовое проектирование

Лист «Замечания руководителя»

Содержание

Введение

1. Определение величины капитальных вложений в строительство (ремонт) участка

2. Расчет эксплуатационных затрат

3. Определение основных технико-экономических показателей проекта

4. Расчет показателей экономической эффективности проекта

5. Проектирование организационно-плановых решений с помощью системы сетевого планирования и управления (СПУ)

Заключение

Список литературы

Приложения

Задание на курсовой проект должно быть представлено на специальном бланке. Оно включает тему, сроки выполнения работы, исходные данные для выполнения расчетов.

Во *введении* курсового проекта обосновывается актуальность темы, цель и задачи работы, приводится краткая характеристика объекта исследования, излагается краткое содержание основных разделов работы.

Общий объем проекта – 30-35 страниц текста. Цифровой материал оформляется в таблицах. По ходу выполнения работы даются пояснения по выполнению конкретных расчетов.

Заключение посвящается обобщению полученных результатов, оценке их эффективности.

Курсовой проект должен завершаться библиографическим списком использованных литературных источников (не менее 5 источников). В список необходимо включать также и используемые Интернет-источники.

Оформление курсового проекта ведется в соответствии с требованиями стандарта СТП ВГТУ.

Текст выполняется с использованием компьютера и принтера – в редакторе Microsoft Word: шрифт Times New Roman, размер – 14, цвет шрифта – черный, междустрочный интервал – полуторный, отступ первой строки (абзацный отступ) 1,25 см, выравнивание текста – по ширине, расстановка переносов по тексту – автоматическая, в режиме качественной печати. Текст следует печатать, соблюдая следующие размеры полей: левое – 20 мм, правое – 10 мм, верхнее – 20 мм, нижнее – 20 мм.

Курсовой проект выполняется в соответствии с установленным графиком, в котором указываются сроки обязательных консультаций. Соблюдение графика работы также учитывается при оценке курсового проекта.

2 Указания по выполнению разделов курсового проекта

2.1 Общие положения по оценке экономической эффективности проекта строительства

Главными принципами оценки эффективности инвестиционного проекта являются:

- рассмотрение проекта на протяжении его жизненного цикла;
- моделирование денежного потока, связанного с осуществлением проекта:
- учет фактора времени.

Чаще всего расчетный период (жизненный цикл) инвестиционного проекта обосновывается:

- истощением запасов углеводородов;
- износом основной (определяющей) части основных фондов.

Денежный поток представляет собой зависимость от времени денежных поступлений и платежей при реализации проекта в течение расчетного периода. Для его формирования выбирается некоторый временной интервал (месяц, квартал, год), за который определяется сальдо (разность) ожидаемых притоков и оттоков денежных средств, которое может быть как отрицательным, так и положительным. При оценке инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли в связи с их продолжительными жизненными циклами этот интервал, как правило, выбирается равным году. Поэтому денежный поток представляет собой последовательность (в рамках расчетного периода) годовых сальдо притоков и оттоков денежных средств.

Учет фактора времени осуществляется с помощью операции дисконтирования денежных величин.

Дисконтирование – приведение интервальных (годовых) значений денежного потока к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения. В качестве момента приведения чаще всего выбирается начало первого года расчетного периода. Дисконтирование денежного потока осуществляется путем умножения его значения на коэффициент дисконтирования α_t , рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+e)^t} \quad (1)$$

где e – ставка дисконта;

t – соответствующий год проекта.

Ставка дисконта отражает тот годовой процент, получаемый на вложенный капитал, ниже которого потенциальный инвестор считает финансирование инвестиционного проекта неприемлемым.

Рассмотрим основные показатели при оценке коммерческой эффективности инвестиционного проекта.

Важнейшим показателем эффективности инвестиционного проекта является чистая текущая стоимость (ЧТС) или чистый дисконтированный доход (ЧДД). Чистый дисконтированный доход определяется как сумма чистых дисконтированных потоков реальных денег, полученных для каждого года. Если в течение расчетного периода не происходит инфляционного изменения, то величина ЧДД для постоянной нормы дисконта вычисляется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{B_t - \mathcal{E}_t - H_t + A_t - K_t}{(1+e)^t} \quad (2)$$

где T – расчетный период оценки;

B_t – выручка от реализации продукции в году t ;

$\mathcal{E}_t$ – эксплуатационные расходы в году t ;

H_t – налоговые выплаты в году t ;

A_t – амортизационные отчисления в году t ;

K_t – капитальные вложения в году t .

Если рассчитанная величина ЧДД положительна, инвестиционный проект является эффективным, что свидетельствует о целесообразности финансирования и реализации проекта.

Другим важным показателем эффективности инвестиционного проекта является внутренняя норма рентабельности (доходности) (ВНР, ВНД) проекта. Это значение переменной ставки дисконта, при которой ЧДД обращается в ноль. Определение ВНР производится на основе решения следующего уравнения:

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{B_t - \mathcal{E}_t - H_t + A_t - K_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

где r – внутренняя норма рентабельности.

При этом проект считается эффективным, если ВНР больше ставки дисконта e .

Ещё одним показателем, который используется при оценке эффективности инвестиционного проекта, является срок окупаемости. 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). Его величина говорит о том, за какой период времени проект позволяет возместить инвестиционные затраты. Отбор проектов по критерию срока окупаемости означает, что одобряются проекты с самым коротким сроком возмещения затрат.

При анализе инвестиционных проектов часто используется индекс доходности (ИД), характеризующий «отдачу проекта» на вложенные в него средства. Отдача измеряется количеством денежных единиц, получаемых на каждую вложенную денежную единицу за расчетный период реализации проекта с учетом дисконтирования. Расчет ИД производится по следующей формуле:

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{B_t - \mathcal{E}_t - H_t + A_t}{(1+e)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+e)^t}} \quad (4)$$

Индекс доходности тесно связан с ЧДД. Если ЧДД положителен, то ИД > 1 и если ЧДД отрицателен, то ИД < 1. Проект считается эффективным, если ИД > 1. При прочих равных условиях к реализации принимается проект, имеющий наибольшее значение индекса доходности.

В соответствии с вышеописанным оценка эффективности инвестиционного проекта осуществляется путём последовательного расчёта следующих показателей:

1. Капитальные вложения (инвестиции). Капитальные вложения представляют собой затраты, связанные с проектированием и строительством объекта проектирования (магистрального нефтепровода, газопровода, продуктопровода).

2. Эксплуатационные расходы. Эксплуатационные расходы включают в себя:

- оплату труда с отчислениями на социальные нужды;
- затраты на электроэнергию;
- амортизационные отчисления;
- потери при транспортировке;
- затраты на расходные материалы (масло, вода, топливо и др.);
- прочие расходы.

3. Выручка от реализации;
4. Прибыль
5. Налог на прибыль;
6. Чистая прибыль;
7. Поток наличности;
8. Чистый поток наличности;
9. Коэффициент дисконтирования;
10. Чистый дисконтированный поток наличности;
11. Чистый дисконтированный доход ЧДД;
12. Срок окупаемости;
13. Внутренняя норма рентабельности ВНР;
14. Индекс доходности ИД.

На основании выполненных расчетов делаются выводы об экономической эффективности проекта

2.2 Определение величины капитальных вложений в проект строительства (на примере участка магистрального нефтепровода)

Капитальные вложения (инвестиции) представляют собой затраты, связанные со строительством трубопроводной системы.

Капитальные вложения (K_v) в строительство нефтепровода включают:

- капитальные вложения в линейную часть нефтепровода ($K_{л}$),
- капитальные вложения в головную насосную станцию ($K_{гнс}$)
- капитальные вложения в промежуточные насосные станции ($K_{пнс}$).

Величина капитальных вложений корректируется с учетом поправочных коэффициентов: коэффициента, учитывающего топографические условия трассы – K_t и территориального коэффициента – $K_{тер}$.

Расчет капитальных вложений выполняется по примеру, рассмотренному в таблице 2 на основе исходных данных, представленных в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные (условный пример)

Наименование показателя	Усл. обозн.	Величина
1. Диаметр трубопровода, мм	D	1020
2. Протяженность трассы, км	L	266
3. Длина эксплуатационного участка, км	l_p	266
4. Удельные капиталовложения в один км трубопровода, тыс.руб.	K_y	11242,96
5. Число насосных станций	n	2
6. Капитальные вложения в головную насосную станцию, тыс.руб.	$K_{гнс}$	951000
7. Капитальные вложения в одну промежуточную насосную станцию без резервуарного парка, тыс.руб.	$K_{1пнс}$	651000
8. Поправочный коэффициент на топографические условия трассы	K_t	1,05
9. Территориальный коэффициент	$K_{тер}$	1,2

Инвестиционные затраты на формирование оборотных средств определяются по формуле:

$$I_{об.с} = Z_{mn} \quad (5)$$

где Z_{mn} – затраты, связанные с приобретением технологической нефти на заполнение новых трубопроводов и резервуаров, млн руб., которые определяются по формуле:

$$Z_{mn} = (V_{тн}^{тр} + V_{тн}^{рп}) \cdot C_n \quad (6)$$

где $V_{тн}^{pn}$ – объем технологической нефти на заполнение резервуаров, т;

$V_{тн}^{nn}$ – объем технологической нефти на заполнение нового нефтепровода, т;

Π_n – стоимость одной тонны нефти, руб./т.

Таблица 2 – Расчет капитальных вложений в основные фонды

Наименование показателя	Порядок расчета	Расчет
1. Капитальные вложения в линейную часть (K_l)	$K_l = K_y \cdot L$	$11242,96 \cdot 266 = 2990627,36$ тыс.руб.
2. Капитальные вложения в головную насосную станцию ($K_{гнс}$)	$K_{гнс} = 951000$	951 000 тыс.руб.
3. Капитальные вложения в промежуточные насосные станции ($K_{пнс}$)	$K_{пнс} = (n - \frac{L}{l_p}) \cdot K_{лпнс}$ $L = l_p = 266$ (т.к. перевальных точек на трассе нефтепровода нет)	$(2 - \frac{266}{266}) \cdot 651000 = 651000$ тыс.руб.
Итого (K_6)	$K_6 = K_l + K_{гнс} + K_{пнс}$	4 592 627,36 тыс.руб
4. Капитальные вложения с учетом топографического и территориального коэффициентов	$K'_6 = K_6 \cdot K_T \cdot (1 + \frac{\sum l_p \cdot (K_{тер} - 1)}{L})$	$4592627,36 \cdot 1,05 \cdot (1 + \frac{266 \cdot (1,2 - 1)}{266})$

Объем технологической нефти на заполнение нового нефтепровода определяется по формуле:

$$V_{тн}^{mp} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L_{mp} \cdot \rho \quad (7)$$

где $d = 0,996$ мм – внутренний диаметр нефтепровода;
 $\rho = 864,92$ кг/м³ – расчетная плотность перекачиваемой нефти.

$$V_{mn}^{np} = \frac{\pi \cdot 0,996^2}{4} \cdot 266 \cdot 10^3 \cdot 864,92 = 179162003 \text{ кг} = 179162 \text{ т}$$

Суммарный полезный объем резервуарных парков нефтепровода распределяется следующим образом.

Головная нефтеперекачивающая станция магистрального нефтепровода должна располагать емкостью в размере от двухсуточной до трехсуточной производительности нефтепровода.

На НПС с емкостью, расположенных на границе эксплуатационных участков, а также в месте перераспределения потока нефти между нефтепроводами должна предусматриваться резервуарная емкость в размере 0,3 - 0,5 суточной производительности нефтепроводов. При выполнении приемосдаточных операций на НПС резервуарная емкость должна быть в пределах 1,0 - 1,5 суточной производительности нефтепровода.

Полезная емкость (объем) резервуарных парков определяется по таблице 3 с учетом коэффициента полезной емкости, который равен отношению полезного объема резервуара к строительному номиналу.

Количество резервуаров на НПС должно определяться с учетом ежегодного вывода в капитальный ремонт в соответствии с утвержденным нормативным коэффициентом 7 - 12 % емкости по строительному номиналу с учетом единичной емкости резервуаров. Единичная емкость резервуаров выбирается из расчета установки не менее двух однотипных резервуаров на НПС, а в случае проведения приемосдаточных операций по резервуарам - не менее трех однотипных резервуаров.

Таблица 3 – Коэффициенты использования емкости резервуаров

Тип резервуара	Коэффициент использования емкости
Вертикальный стальной 5-10 тыс. м ³ без понтона	0,79
То же, с понтоном	0,76
Вертикальный стальной 20 тыс. м ³ без понтона	0,82
Вертикальный стальной 20-100 тыс. м ³ с понтоном	0,79
То же, с плавающей крышей	0,83
Железобетонный заглубленный 10-30 тыс. м ³ (для существующих резервуаров)	0,79

В целях защиты резервуаров от перелива и защиты технологических трубопроводов и арматуры от превышения давления в составе резервуарного парка необходимо дополнительно предусматривать резервуарную емкость в объеме 2-х часовой производительности нефтепровода.

Объем технологической нефти на заполнение резервуаров определяется по формуле:

$$V_{тн}^{pn} = V_n \cdot \rho, \quad (8)$$

где V_n – полезный объем резервуаров для заполнения технологической нефтью, м³.

Используем именно полезный объем, т.к. весь объем резервуара не может быть использован полностью. В нижней части резервуара, как правило, скапливается подтоварная вода и имеется слой механических отложений (осадок).

Подставляя численные значения параметров в таблицу 4, определяем суммарные капитальные вложения (инвестиции) на строительство нефтепровода.

Таблица 4 - Капитальные вложения (инвестиции) в строительство нефтепровода

№ п/п	Показатель	Значение
1	Капитальные вложения в основные фонды, млн.руб.	
2	Инвестиционные затраты на формирование оборотных средств, млн.руб.	
3	Итого, млн.руб.	

2.3 Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные расходы определяются по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{Z}_3 + \mathcal{Z}_{эл} + A + \mathcal{Z}_{пн} + \mathcal{Z}_M + П , \quad (9)$$

где $\mathcal{Z}_3$ – общий фонд заработной платы с отчислениями на социальные нужды, млн.руб.;

$\mathcal{Z}_{эл}$ – затраты на электроэнергию, млн. руб.;

A – амортизационные отчисления, млн. руб.;

$\mathcal{Z}_{пн}$ – стоимость потерь нефти при транспортировке и хранении, млн. руб.;

$\mathcal{Z}_M$ – затраты на расходные материалы, млн. руб.;

$П$ – прочие расходы, млн. руб.

Планирование фонда заработной платы ставит своей целью определить общую сумму средств для оплаты труда работников производственного объединения.

Расчет фонда заработной платы работников ведется исходя из планируемой численности и средней заработной платы. Численность работников определяется по трудоемкости обслуживания линейной части и насосных станций.

Трудоемкость обслуживания нефтепровода представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Трудоемкость обслуживания

№ п/п	Наименование	Численность	Общая численность
1	Линейная часть	35чел/100км	93 чел/266 км
2	НПС с РП	98чел/1 НПС	98 чел/1 НПС
3	Итого:	-	191 человек

Структуру численности персонала определить в соответствии с таблицей 6.

Таблица 6- Структура численности персонала

№ п/п	Наименование персонала	Процентное соотношение, %	Численность работников, чел
1	Руководители	8	
2	Специалисты	13	
3	Рабочие	73	
4	Непромышленный персонал	6	
5	Итого	100	191

Данные для расчета величины оплаты труда представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Данные для расчета фонда оплаты труда персонала (условный пример)

№ п/п	Показатели	Величина
1	Премия из фонда заработной платы, %	30
2	Дополнительная заработная плата, % от основной	20
3	Оклад руководителей, руб.	45000
4	Оклад специалистов, руб.	34000
5	Оклад рабочих, руб.	28000
6	Оклад непромышленного персонала, руб.	22000

Основной фонд заработной платы для каждой категории работников за 11 месяцев с учетом премии определяется по формуле:

$$\Phi ЗП_{осн i} = З_i \cdot Ч_i \cdot 11 + \frac{П \cdot З_i \cdot Ч_i \cdot 11}{100} \quad (10)$$

где $П$ – % премии из фонда заработной платы;

$З_i$ – среднемесячная заработная плата работника i -ой категории, руб.;

$Ч_i$ – среднесписочная численность работников i -ой категории, чел.

Например,

$$\Phi ЗП_{осн. руков.} = 45000 \cdot 8 \cdot 11 + \frac{30\% \cdot 45000 \cdot 8 \cdot 11}{100} = 5148000 \text{ руб.}$$

Полученные значения основного фонда заработной платы для каждой категории работников вносятся в таблицу 8.

Таблица 8 - Основной фонд заработной платы с учетом премии

№ п/п	Наименование категории работников	$\Phi ЗП_{осн}$, руб.
1	Руководители	
2	Специалисты	
3	Рабочие	
4	Непромышленный персонал	
5	Итого	

Дополнительный фонд заработной платы для каждой категории работников определяется по формуле:

$$\Phi ЗП_{доп_i} = \Phi ЗП_{осн_i} \cdot H / 100 \quad (11)$$

где H – дополнительная заработная плата, %.

Полученные значения дополнительного фонда заработной платы для каждой категории работников сводятся в таблицу 9.

Таблица 9 - Дополнительный фонд заработной платы

№ п/п	Наименование категории работников	$\Phi ЗП_{доп}$, руб.
1	Руководители	
2	Специалисты	
3	Рабочие	
4	Непромышленный персонал	
5	Итого	

Общий фонд заработной платы для каждой категории работников определяется как сумма основного фонда заработной платы за 11 месяцев и дополнительного фонда заработной платы по следующей формуле:

$$\Phi ЗП_i = \Phi ЗП_{осн_i} + \Phi ЗП_{доп_i} \quad (12)$$

Общий фонд заработной платы для всего производственного объединения представляется в таблице 10 и определяется как сумма фонда заработной платы по всем категориям работников:

$$\Phi ЗП_{общ} = \sum \Phi ЗП_i \quad (13)$$

Таблица 10 - Общий фонд заработной платы

№ п/п	Наименование категории работников	$\Phi ЗП$, руб.
1	Руководители	
2	Специалисты	
3	Рабочие	
4	Непромышленный персонал	
5	Итого	

Суммарные отчисления на социальные нужды составляют 30,2%* от общего фонда заработной платы и состоят из:

- отчислений в фонд социального страхования;
- отчислений в пенсионный фонд накоплений;
- отчислений в фонд общего медицинского страхования.
- взносов на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

* процент отчислений на социальные нужды принимается в соответствии с действующим законодательством на момент выполнения расчетов

$$O_{CH} = 0,302 \cdot \Phi ЗП_{общ} \quad (14)$$

Результаты расчета общего фонда заработной платы с отчислениями на социальные нужды сводятся в таблицу 11.

Таблица 11 - Общий фонд заработной платы с отчислениями на социальные нужды

№ п/п	Показатель	Значение
1	Общий фонд заработной платы, млн. руб.	
2	Отчисления на социальные нужды, млн. руб.	
3	Итого, млн. руб.	

Стоимость электроэнергии определяется по прейскуранту.

Годовые затраты на электроэнергию определяются по формуле:

$$З_{эл} = Э_{год} \cdot C_{эл} \quad (15)$$

где $C_{эл}$ – плата за электроэнергию по прейскуранту (различается по регионам);

$Э_{год}$ – годовая потребляемая энергия по магистральному нефтепроводу.

Потребляемая энергия определяется по формуле (16):

$$Э_{год} = Э_{нк} + Э_{сн} + Э_{сл} \quad (16)$$

где $Э_{нк}$ – расход электроэнергии на перекачку нефти по нефтепроводу, включая потери в коммуникациях НПС и подводящих трубопроводах в год;

$Э_{сн}$ – расход электроэнергии на собственные нужды НПС в год;

$Э_{сл}$ – расход электроэнергии на собственные нужды сооружений линейной части в год.

Годовой расход электроэнергии на перекачку нефти по нефтепроводу, включая потери в коммуникациях НПС и под-

водящих трубопроводах принимаем равным 5500 тыс.кВт·ч на 100 км магистрального нефтепровода.

Расход электроэнергии на собственные нужды на 1 промежуточную НПС в год равен 1950 тыс.кВт·ч.

Например, если на проектируемом участке нефтепровода расположены 2 промежуточные НПС, следовательно, общий расход электроэнергии на собственные нужды в год составит:

$$\mathcal{E}_{сн} = 2 \cdot 1950 = 3900 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч} = 3,90 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}.$$

Расход электроэнергии на собственные нужды сооружений линейной части в год составляет в среднем 15 тыс. кВт·ч на 100 км магистрального нефтепровода.

Например, если проектируемый участок нефтепровода имеет длину 266 км, следовательно, общий расход электроэнергии на собственные нужды сооружений линейной части составит:

$$\mathcal{E}_{сл} = \frac{15}{100} \cdot 266 = 39,9 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч} = 0,04 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}.$$

Подставляя численные значения параметров в формулы (15) и (16), определяем годовые затраты на электроэнергию.

Величина амортизационных отчислений рассчитывается по формуле:

$$A = \alpha_1 \cdot K_{л} + \alpha_2 \cdot K_{НС}, \quad (17)$$

где $\alpha_1 = 4\%$ – норма амортизационных отчислений от затрат на сооружение линейной части;

$\alpha_2 = 5\%$ – норма амортизационных отчислений от затрат на сооружение НС.

Стоимость потерь нефти при транспортировке и хранении определяется по формуле:

$$З_{ПН} = \alpha \cdot n \cdot Ц_{н}, \quad (18)$$

где $\alpha = 2000 \text{ т} / \text{год}$ – норма потерь нефти, приходящаяся на одну НПС;

n - количество НПС;

C_n – стоимость одной тонны нефти.

Годовые затраты на расходные материалы (вода, масло, топливо и пруб.) определяются по формуле:

$$Z_M = Z_{M_{\text{НПС}}} \cdot n, \quad (19)$$

где $Z_{M_{\text{НПС}}} = 3,0$ млн. руб. – годовые затраты на расходные материалы, приходящиеся на одну НПС;

n - количество НПС.

Прочие расходы принимаются в размере 20 % в составе эксплуатационных расходов по формуле:

$$П = (Z_z + Z_{\text{эл}} + A + Z_{\text{пн}} + Z_M) \cdot \frac{20}{80} \quad (20)$$

Результаты расчета эксплуатационных расходов необходимо представить в таблице 12.

Таблица 12 - Годовые эксплуатационные расходы

№ п/п	Показатель	Величина, млн. руб.
1	Заработная плата с отчислениями	
2	Электроэнергия	
3	Амортизационные отчисления	
4	Стоимость потерь нефти при хранении и транспортировке	
5	Затраты на расходные материалы	
6	Прочие расходы	
7	Итого	

2.4 Определение основных технико-экономических показателей проекта

В трубопроводном транспорте нефти и газа принято использовать себестоимость перекачки нефти на единицу натуральных показателей. В нефтепроводном транспорте к таким показателям относят объем транспортной работы – тонно-километры.

Себестоимость единицы транспортируемой нефти определяется отношением суммы затрат на объем транспортной работы:

$$C = \frac{\mathcal{E}}{G \cdot L_{mp}} \quad (21)$$

Например, если $G = 38$ млн.т./год – годовой объем перекачки нефти, то

$$C = \frac{2080,61}{38 \cdot 266} = 0,206 \text{ р./} t \cdot \text{км} = 20,6 \text{ р./} 100 t \cdot \text{км}.$$

Фондоотдача – это показатель, характеризующий уровень эффективности использования основных производственных фондов, отражает объем товарной продукции, приходящейся на 1 рубль основных фондов:

$$\Phi_o = \frac{G}{\Phi_{оф}}, \quad (22)$$

где G – годовой объем перекачки нефти;

$\Phi_{оф}$ – стоимость основных производственных фондов, млн. руб.:

$$\Phi_{оф} = 0,95 \cdot K_{\epsilon}^i, \quad (23)$$

где K_{ϵ}^i – капитальные вложения с учетом топографического и территориального коэффициента.

Фондовооруженность – это показатель, характеризующий эффективность использования основных фондов с точки зрения обеспеченности фондов.

$$\Phi_{\text{в}} = \frac{\Phi_{\text{оф}}}{Ч}, \quad (24)$$

где $Ч$ – среднесписочная численность персонала.

Производительность труда – показатель, характеризующий эффективность труда в процессе производства продукции данного проектируемого объекта; определяется отношением объема перекачиваемой нефти к численности работников:

$$П_{\text{тр}} = \frac{G}{Ч}. \quad (25)$$

Выручка – основной источник формирования собственных финансовых ресурсов предприятия.

Годовая выручка определяется по двухставочному тарифу:

тариф на услуги ПАО «Транснефть» по выполнению заказа и диспетчеризации поставок нефти при транспортировке,

тариф на услуги ПАО «Транснефть» по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов.

Информацию о тарифах на момент проведения расчетов следует получить на официальном сайте государственной службы, осуществляющей тарифное регулирование.

Годовая выручка в общем виде определяется по формуле:

$$В = Т \cdot G \quad (26)$$

где $Т$ – тарифы на услуги, связанные с перекачкой продукта.

Прибыль называется часть денежных накоплений, направляемые на цели производственного и социального развития предприятия, а также внесение платежей и отчислений

в бюджеты всех уровней. Прибыль – один из обобщающих показателей производственно-хозяйственной деятельности производственного объединения.

Для выявления финансового результата деятельности предприятия необходимо сопоставить выручку от реализации продукции с затратами на ее производство и реализацию.

$$П_p = B - Э , \quad (27)$$

где B – годовая выручка от реализации продукции;

$Э$ – годовые эксплуатационные расходы.

Чистая прибыль определяется как разность прибыли и налога на прибыль:

$$П_q = П_p - H_{np} \cdot П_p \quad (28)$$

где H_{np} – ставка налога на прибыль (в соответствии с действующим законодательством на момент расчета).

2.5 Расчет показателей экономической эффективности проекта

Поток наличности представляет собой сумму чистой прибыли и амортизации, млн. руб.:

$$ПН = П_q + A \quad (29)$$

где A – годовые амортизационные отчисления.

Чистый поток наличности определяется как разность между потоком наличности и суммарными капитальными вложениями (инвестициями), млн. руб.:

$$ПН_q = ПН - K \quad (30)$$

Коэффициент дисконтирования α_t для каждого года жизни проекта определяется по формуле (1).

Ставка дисконта e принимается в соответствии с заданием.

Чистый дисконтированный поток наличности для каждого года жизни проекта определяется по формуле:

$$ЧДПН = ПН_{ч} \cdot \alpha_t \quad (31)$$

Чистый дисконтированный доход равен сумме чистых дисконтированных потоков наличностей за весь жизненный цикл проекта и определяется по формуле (2).

Проект становится эффективным, т.е. прибыльным, если $ЧДД > 0$. Однако степень прибыльности оценивается внутренней нормой рентабельности.

Внутренняя норма рентабельности определяется по формуле (3).

При этом проект считается эффективным, если ВНР больше ставки дисконта e .

Срок окупаемости – это наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого накопленный чистый дисконтированный поток наличности становится положительным и в дальнейшем остается неотрицательным (срок окупаемости с учетом дисконтирования).

Индекс доходности характеризует «отдачу проекта» на вложенные в него средства и определяется по формуле (4).

Расчеты показателей целесообразно производить с помощью ЭВМ в Excel и представить в виде таблицы.

Пример выполненных расчетов для проекта представлен в таблице 13.

В рассматриваемом условном примере учтены следующие исходные данные:

строительство ведется 3 года;

инвестиции распределяются по годам равными долями;

начало эксплуатации - 4-ый год с начала строительства.

Сводные технико-экономические показатели проекта строительства участка магистрального нефтепровода должны быть представлены в виде таблицы 14.

Расчет показателя ВНР проводится с помощью встроенной функции Excel ВСД (внутренняя ставка доходности).

ЧДД - это накопленный на конец периода чистый денежный доход нарастающим итогом по всему проекту (значение на конец 10-го года из таблицы 13).

Графическое отображение чистого дисконтированного дохода нарастающим итогом представляет собой финансовый профиль проекта (рисунок 1).

На основании проведенных расчетов необходимо сделать выводы об экономической эффективности рассматриваемого проекта и его пригодности для инвестирования.

Таблица 13 – Расчет показателей экономической эффективности проекта

№	Показатели	Годы (жизненный цикл проекта)				
		1	2	3	4	5
1	2	3	4	5	6	7
1	Объем инвестиций, млн. руб.	12593,83	12593,83	12593,83		
2	Годовая производительность трубопровода, млн.т.				38	38
3	Тарифная выручка (без НДС), млн. руб.				13015,06	13015,06
4	Годовые эксплуатационные затраты, млн. руб.				2080,61	2080,61
4а	В т.ч. амортизационные отчисления, млн. руб.				1271,62	1271,62
5	Прибыль, млн. руб.				10934,46	10934,46
6	Налог на прибыль, млн. руб.				2186,89	2186,89
7	Чистая прибыль, млн. руб.				8747,57	8747,57
8	Поток наличности (CF), млн. руб.	0	0	0	10019,19	10019,19
9	Чистый поток наличности (NCF), млн. руб.	-	-	-	-	-
10	Коэффициент дисконтирования ($e = 9,37\%$)	1	0,9143	0,836	0,7644	0,6989
11	Чистый денежный доход (ЧДД), млн. руб.	-	-	-	-	-
12	Чистый денежный доход нарастающим итогом, млн. руб.	-	-	-	-	-
13	Срок окупаемости, год					

Продолжение таблицы 13

28

№	Показатели	Годы (жизненный цикл проекта)				
		6	7	8	9	10
1	2	8	9	10	11	12
1	Объем инвестиций, млн. руб.					
2	Годовая производительность трубопровода, млн.т.	38	38	38	38	38
3	Тарифная выручка (без НДС), млн. руб.	13015,06	13015,06	13015,06	13015,06	13015,06
4	Годовые эксплуатационные затраты, млн. руб.	2080,61	2080,61	2080,61	2080,61	2080,61
4а	В т.ч. амортизационные отчисления, млн. руб.	1271,62	1271,62	1271,62	1271,62	1271,62
5	Прибыль, млн. руб.	10934,46	10934,46	10934,46	10934,46	10934,46
6	Налог на прибыль, млн. руб.	2186,89	2186,89	2186,89	2186,89	2186,89
7	Чистая прибыль, млн. руб.	8747,57	8747,57	8747,57	8747,57	8747,57
8	Поток наличности (CF), млн. руб.	10019,19	10019,19	10019,19	10019,19	10019,19
9	Чистый поток наличности (NCF), млн. руб.	10019,19	10019,19	10019,19	10019,19	10019,19
10	Коэффициент дисконтирования (е = 9,37%)	0,639	0,5843	0,5342	0,4884	0,4466
11	Чистый денежный доход (ЧДД), млн. руб.	6402,262	5854,213	5352,251	4893,372	4474,57
12	Чистый денежный доход нарастающим итогом, млн. руб.	-13573,5	-7719,25	-2367	2526,369	7000,939
13	Срок окупаемости, год				на 9-ый год	

Таблица 14 - Сводные технико-экономические показатели проекта
(условный пример)

№ п/п	Показатели	Значение
1	Производительность нефтепровода, млн.т./год	38
2	Протяженность, км	266
3	Диаметр, мм	1020
4	Количество НПС, шт	2
5	Объем инвестиций, млн. руб.	37781,49
6	Эксплуатационные расходы, млн. руб.	2080,61
7	Себестоимость, руб./100 т.·км.	22,97
8	Фондоотдача, т./тыс.руб.	1,19
9	Численность, чел	339
10	Фондовооруженность, млн. руб./чел	94,54
11	Производительность труда, тыс.т./чел	112,09
12	Тарифная выручка, млн. руб./год	13015,06
13	Прибыль, млн. руб./год	10934,46
14	Чистая прибыль, млн. руб./год	8747,57
15	ЧДД, млн. руб.	7000,94
16	Срок окупаемости, год	8,5
17	ВНР, %	21,45
18	Индекс доходности	2,35

Выводы (пример):

Из проведенных расчетов видно, что:

чистый дисконтированный доход положителен и составляет 7000,94 млн. руб.;

значение внутренней нормы рентабельности составляет 21,45 %, что больше ставки дисконта, равной 9,37 %.

индекс доходности составляет 2,35, что больше единицы;

срок окупаемости капитальных вложений (инвестиций) составляет 8,5 лет с момента начала строительства.

По все показателям рассмотренный проект является эффективным. Таким образом, проект является рентабельным и привлекательным для инвесторов.

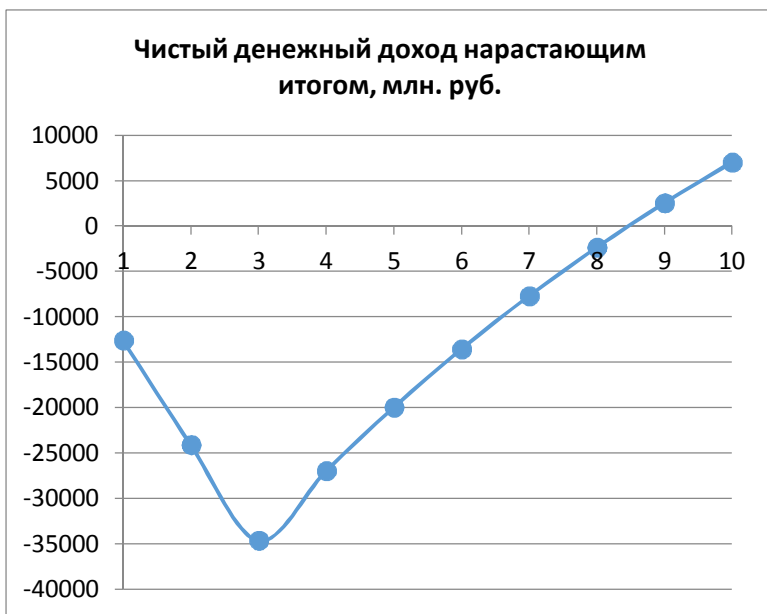


Рисунок 1 – Финансовый профиль проекта

Данный рисунок оформляется в виде графической работы на формате A4 в приложении к курсовому проекту (наименование листа, указываемое в чертежной рамке – финансовый профиль проекта).

3 Проектирование организационно-плановых решений с помощью системы сетевого планирования и управления (СПУ)

Системы СПУ являются комплексом графических и расчетных методов, организационных мероприятий и контрольных приемов, обеспечивающих моделирование, анализ и динамическую перестройку плана выполнения сложных проектов и разработок. Системы СПУ предназначены для управления объектами особого типа, получившими название комплексов работ. Реализация функций планирования и управления комплексами работ осуществляется на основе построения, анализа, оптимизации и периодического обновления сетевых моделей.

В курсовом проекте на основании исходных данных соответствующего варианта необходимо провести расчет параметров сетевого графика организации какого-либо процесса в нефтегазовой отрасли (например, технического обслуживания участка магистрального нефтепровода или ремонта объекта) на ЭВМ при помощи программного средства (ПС) «Сетевое планирование».

Перечень работ сетевого графика составляется студентом самостоятельно на основе различных нормативных документов (например [3]), данных, полученных во время практики на предприятии, литературных источников.

ПС «Сетевое планирование» служит для расчета и построения графического изображения сетевого графика, расчета основных параметров событий и работ сетевого графика и критического пути (путей), для построения графика Ганта, эпюры загрузки исполнителей, оптимизации сетевого графика и расчета календарного графика выполнения работ.

Подробно правила работы с ПС «Сетевое планирование» рассмотрены в [9].

В курсовом проекте должны быть представлены следующие графики, таблицы и результаты:

1) Сетевой график (неоптимизированный) с обозначением всех параметров (рисунок 2) – оформляется в виде приложения:

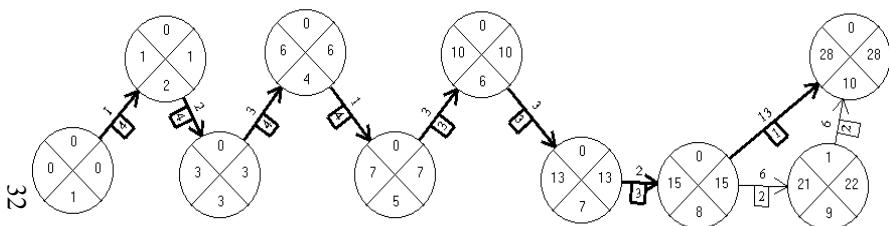


Рисунок 2 - Сетевой график _____ (наименование в соответствии с вариантом)

2) Расчёт сроков свершения событий и их резервов – оформляется в виде таблицы или рисунка (таблица 15).

Таблица 15 - Расчёт сроков свершения событий и их резервов

Событие	Ранний срок свершения события (tr)	Поздний срок свершения события (tn)	Резерв времени (R)
1	2	3	4
1	0	0	0
2	1	1	0
3	2	2	0
4	3	3	0
5	6	6	0
6	6	6	0
7	8	8	0
8	11	11	0
9	14	14	0
10	17	17	0
11	20	20	0

3) Расчет резервов времени работ – оформляется в виде таблицы или рисунка (таблица 16).

Таблица 16 - Расчет резервов времени работ

Код работы	Длительность(t _{ij})	Ранний срок i-того события(t _{pi})	Поздний срок i-того события(t _{ni})	Ранний срок j-того события(t _{pj})	Поздний срок j-того события(t _{nj})	Полный резерв времени(R _{nij})	Частный резерв времени(R _{cij})	Свободный резерв времени(R _{сij})	Независим. резерв времени(R _{ниj})	Коэффициент загрузки(K _з)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1-2	1	0	0	1	1	0	0	0	0	1
2-3	1	1	1	2	2	0	0	0	0	1
3-4	1	2	2	3	3	0	0	0	0	1
4-5	3	3	3	6	6	0	0	0	0	1
4-6	3	3	3	6	6	0	0	0	0	1
5-6	0	6	6	6	6	0	0	0	0	0
6-7	2	6	6	8	8	0	0	0	0	1
7-8	3	8	8	11	11	0	0	0	0	1
8-9	3	11	11	14	14	0	0	0	0	1
8-10	3	11	11	17	17	3	3	3	3	0,5
9-10	3	14	14	17	17	0	0	0	0	1
10-11	3	17	17	20	20	0	0	0	0	1
10-12	3	17	17	20	20	0	0	0	0	1
11-12	0	20	20	20	20	0	0	0	0	0
12-13	11	20	20	31	45	14	14	0	0	0,44

4) Расчет продолжительности критического пути (или путей) (рисунок 3)

Критические пути:

1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 11 - 12 - 14 - 15 - 16 - 17 - 18 - 19 - 20 - 21 - 22 - 23 - 24

1 - 2 - 3 - 4 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 11 - 12 - 14 - 15 - 16 - 17 - 18 - 19 - 20 - 21 - 22 - 23 - 24

1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 12 - 14 - 15 - 16 - 17 - 18 - 19 - 20 - 21 - 22 - 23 - 24

1 - 2 - 3 - 4 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 12 - 14 - 15 - 16 - 17 - 18 - 19 - 20 - 21 - 22 - 23 - 24

1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 11 - 12 - 14 - 15 - 16 - 17 - 18 - 19 - 21 - 22 - 23 - 24

1 - 2 - 3 - 4 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 11 - 12 - 14 - 15 - 16 - 17 - 18 - 19 - 21 - 22 - 23 - 24

1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 12 - 14 - 15 - 16 - 17 - 18 - 19 - 21 - 22 - 23 - 24

1 - 2 - 3 - 4 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 12 - 14 - 15 - 16 - 17 - 18 - 19 - 21 - 22 - 23 - 24

Общая продолжительность критического пути составила: 96 дн.

Рисунок 3 - Критические пути

5) Построение графика Ганта (пример построения графика Ганта представлен на рисунке 4.)

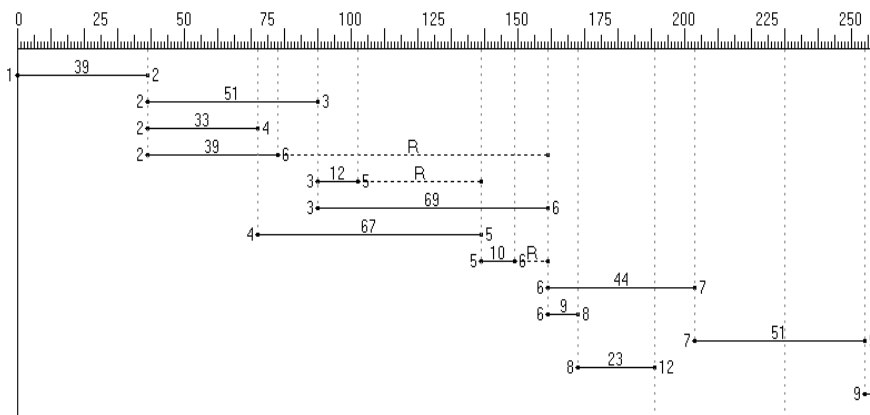


Рисунок 4 - График Ганта

6) Эпюра загрузки исполнителей (рисунок 5)

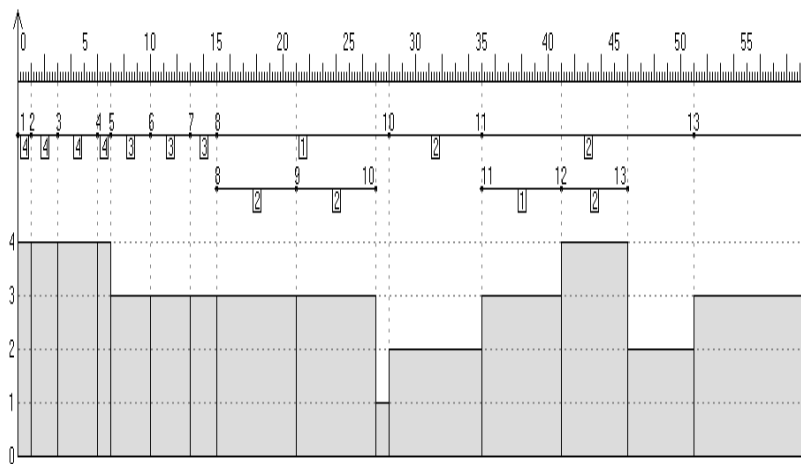


Рисунок 5 - Эпюра загрузки исполнителей

7) Оптимизация сетевого графика (рисунок 6)

Суть оптимизации сетевого графика заключается в переводе исполнителей с одной работы, имеющий резерв времени, на работу, у которой этот резерв равен нулю. Эти переводы служат для сокращения критического пути и тем самым для сокращения выполнения всего комплекса работ.

Переводимые люди		
С работы	На работу	Кол-во человек
1	2	3
3 - 4	3 - 5	1
9 - 10	9 - 12	2
19 - 20	19 - 21	1
23 - 24	23 - 25	1

Рисунок 6 - Результаты оптимизации

8) Сетевой график после оптимизации

9) График Ганта после оптимизации

10) Эпюра загрузки исполнителей после оптимизации

11) Календарный план-график (рисунок 7)

Вывод – как изменился критический путь сетевого графика после оптимизации.

Работа	Начало	Окончание
1	2	3
1 - 2	16.05.2022	18.05.2022
2 - 3	18.05.2022	18.05.2022
3 - 4	18.05.2022	18.05.2022
4 - 5	18.05.2022	26.05.2022
4 - 6	18.05.2022	21.05.2022
5 - 8	26.05.2022	26.05.2022
6 - 7	21.05.2022	23.05.2022
6 - 8	21.05.2022	23.05.2022
7 - 8	23.05.2022	23.05.2022
8 - 9	26.05.2022	27.05.2022
9 - 10	27.05.2022	27.05.2022
10 - 11	27.05.2022	28.05.2022
11 - 12	28.05.2022	29.05.2022
12 - 13	29.05.2022	31.05.2022
13 - 14	31.05.2022	02.06.2022
14 - 15	02.06.2022	04.06.2022
15 - 16	04.06.2022	05.06.2022
16 - 17	05.06.2022	06.06.2022
17 - 18	06.06.2022	12.06.2022
18 - 19	12.06.2022	13.06.2022
19 - 20	13.06.2022	20.06.2022
20 - 21	20.06.2022	23.06.2022
21 - 22	23.06.2022	25.06.2022
22 - 23	25.06.2022	27.06.2022
23 - 24	27.06.2022	29.06.2022
24 - 25	29.06.2022	04.07.2022
25 - 26	04.07.2022	07.07.2022
26 - 27	07.07.2022	09.07.2022
27 - 28	09.07.2022	12.07.2022
28 - 29	12.07.2022	17.07.2022
29 - 30	17.07.2022	18.07.2022
30 - 31	18.07.2022	20.07.2022
31 - 32	20.07.2022	22.07.2022
32 - 33	22.07.2022	24.07.2022
33 - 34	24.07.2022	25.07.2022

Рисунок 7 - Календарный план-график

По результатам выполнения данного раздела в курсовом проекте должны быть представлены 6 графических листов на формате А3 (в виде приложений).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СТО ГАЗПРОМ 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
2. ГОСТ 34563-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технологического проектирования
3. ОАО «АК «Транснефть» РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05. Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.
4. Библиотека ГОСТов, стандартов и нормативов [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.infosait.ru/>
5. Внутрикorporативные правила оценки эффективности НИОКР для организаций системы ОАО «Газпром» СТО ГАЗПРОМ РД 1.12-096-2004
6. Байков И.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья [Текст]: / И.Р. Байков, Е.А. Смородов, К.Р. Ахмадуллин - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2003. - 275 с.
7. Гремяченская М.А. Техничко-экономическое обоснование проектных решений в нефтегазовой сфере: учеб. пособие / М.А. Гремяченская, И.В. Рошупкина. - Воронеж: ФГБОУ ВПО «Воронежский государственный технический университет», 2011. - 103 с.
8. Долгих, В.В. Организация и управление нефтегазовым производством: учеб. пособие / В.В. Долгих, И.В. Рошупкина. - Воронеж: ГОУВПО "Воронежский государственный технический университет", 2007. - 139 с.
9. Методические указания к выполнению организационно-экономических расчетов с применением программного средства «Сетевое планирование» для бакалавров технических направлений подготовки / ФГБОУ ВПО "Воронежский государственный технический университет"; сост. Э.Б. Дорофеев, И.В. Рошупкина, С.И. Ушаков. Воронеж, 2014. - 42 с.

10. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) (официальное издание утверждено Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21.06.1999 г. № ВК 477). - М.: Экономика, 2000 г.

11. Нефтегазовое строительство: учеб. пособие / под общ. ред. И.И. Мазура, В.Д. Шапиро. - М.: ОМЕГА-Л, 2005. - 774 с.

12. Официальный сайт Федеральной антимонопольной службы Российской Федерации [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://fas.gov.ru/>

13. Организация производства и управление предприятием: учебник / О.Г. Туровец, В.Б. Родионова и др.; под ред. О.Г. Туровца. - 3-е изд. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. - 506 с.

14. Рощупкина И.В. Экономика нефтегазового производства: учеб. пособие / И.В. Рощупкина. - Воронеж: ФГБОУ ВПО «Воронежский государственный технический университет», 2011. - 209 с.

15. Типовые расчеты при проектировании нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак и др. - Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2002. - 658 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 Общие положения по организации выполнения курсового проекта.....	3
2 Указания по выполнению разделов курсового проекта....	5
3 Проектирование организационно-плановых решений с помощью системы сетевого планирования и управления (СПУ).....	31
Библиографический список.....	37

ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению курсового проекта для студентов
направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
(профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов
транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»)
всех форм обучения

Составитель
Рощупкина Инна Валериевна

В авторской редакции

Подписано к изданию 15.07.2022.
Уч.-изд. л. 2,1.

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический
университет»
394006 Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84