

**МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть**

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

**РУКОВОДСТВО
ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО УРОВНЯ
И ОПТИМАЛЬНОМУ РАЗМЕЩЕНИЮ
(С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ НАДЕЖНОСТИ)
СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ
И РЕМОНТА ПРОЕКТИРУЕМОГО
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА
РД 39 - 30 - 721 - 82**

1982

**Министерство нефтяной промышленности
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ,
ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
(ВНИИСПТнефть)**

УТВЕРЖДЕНО

**Первым заместителем Министра
нефтяной промышленности**

В. И. КРЕМНЕВЫМ

6 апреля 1962 г.

**РУКОВОДСТВО ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО УРОВНЯ И
ОПТИМАЛЬНОМУ РАЗМЕЩЕНИЮ (С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ
НАДЕЖНОСТИ) СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ
И РЕМОНТА ПРОЕКТИРУЕМОГО
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА
РД 39-30-721-62**

Настоящее "Руководство" разработано авторским коллективом в составе

В.Т.Агишева, А.Г.Гумерова, А.Н.Левенцова (рук.темы),
Н.Ж.Халезовой.

Рабочая программа для ЭВМ ЕС-1020 на языке "Фортран" разработана коллективом ВЦ ВНИИСПНефть в составе

Л.Г.Арслановой, В.И.Беляевой, Л.З.Шайдуллиной и находится в фондах ВЦ института.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО УРОВНЯ И ОПТИМАЛЬНОМУ
РАЗМЕЩЕНИЮ (С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ НАДЕЖНОСТИ) СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ПРОЕКТИРУЕМОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

РД 39-30-721-82

Приказом Министерства нефтяной промышленности

№ 232 от 10 мая 1982 г.

Срок введения с 01.06.82.

Срок действия по 31.05.87.

Вводится впервые

Настоящее руководство является методическим документом, предназначенным для проектных организаций. Руководство определяет выбор оптимального уровня и оптимальное размещение системы технического обслуживания и ремонта проектируемого нефтепровода с учетом требований надежности или для требуемого уровня надежности осуществляет оптимальное размещение потенциала технического обслуживания и ремонта (ТОР).

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Магистральный нефтепровод (МН) рассматривается как сложная многофункциональная техническая система, процесс функционирования которой представляет взаимодействие подсистем, направленных на выполнение целевого назначения.

1.2. Потенциал технического обслуживания и ремонта представляет одну из подсистем МН, функцией которой является под -

держание работоспособности проектируемого нефтепровода.

I.3. Выбор оптимального уровня и оптимальное размещение системы технического обслуживания и ремонта МН происходит на основе целевого критерия надежности с учетом процесса функционирования.

I.4. Учет требований надежности осуществляется через оценку качества и эффективность функционирования.

I.5. Определение оптимального уровня надежности производится с учетом целесообразности вносимых средств, направленных на поддержание надежности, демографических факторов, ограничений на количество аварийно-восстановительных бригад (АВБ), объемов и количества резервуарных парков, а также с учетом влияния других видов резерва.

I.6. Решение задачи выбора оптимального уровня систем и ТОР проектируемого нефтепровода осуществляется градиентным методом.

I.7. Решение задачи оптимального размещения системы ТОР проектируемого нефтепровода осуществляется методом динамического программирования.

I.8. Показатель надежности нефтепровода определяется в соответствии с (I).

I.9. Термины и определения, принятые в руководстве, соответствуют ГОСТам I3377-75, I8322-78 и другим НТД в области надежности.

Отраслевые термины и определения, применяемые в руководстве, соответствуют ОСТу "Магистральный нефтепровод. Составные части. Термины и определения".

2. ОБЩАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

2.1. Рассматривается задача выбора оптимального уровня и оптимального размещения системы технического обслуживания и ремонта проектируемого МН. Необходимо определить целесообразное количество вносимых средств для обеспечения оптимального уровня надежности с учетом подсистем, способствующих повышению надежности МН. При этом размещение системы технического обслуживания и ремонта должно быть оптимально.

2.2. При решении поставленной задачи необходимо учитывать технико-экономические характеристики нефтепровода, условия его эксплуатации, тип возможных аварий и их последствий, частоту и время их ликвидации, трассовые условия, надежность оборудования.

2.3. Система ТОРа поддерживает надежность МН. К другим средствам, обеспечивающим определенный уровень надежности можно отнести резервуарные парки, параллельные нитки, секционирование и т.д.

2.4. Необходимое время для доставки средств ТОРа (АВВ) к месту повреждения существенно зависит от трассовых условий. Отсутствие на некоторых участках трассы дорог или их низкая проходимость вызывает необходимость доставки АВВ и техники в объезд по дорогам, не совпадающим с направлением трассы, а также использование авиатехники.

3. КРИТЕРИИ ОПТИМИЗАЦИИ

Оптимальный уровень и соответственно оптимальное размещение (с учетом требований надежности) потенциала ТОРа МН могут быть различными в зависимости от критериев оптимизации. В связи с этим, в зависимости от требований, предъявляемых к системе МН, решение может осуществляться по ряду критериев. В основ-

ном это критерии двух классов.

А) Критерии оптимизации, исходящие из народнохозяйственного эффекта, т.е. на проектируемый нефтепровод могут быть наложены ограничения, предъявляемые к системе иерархически, например, учет требований поставщика и потребителя, ритмичность работы МН, эффективность его работы $-R_{\text{суст}}$, $R_{\phi_k}[a, b] \geq \theta$, учет ЦСТОР.

Б) Локальные критерии оптимизации, основанные на интегральном показателе качества, в соответствии с ГОСТ 15467-70, например, *min* приведенных затрат, целесообразный уровень надежности проектируемого нефтепровода и т.п.

В качестве примера рассмотрим критерий оптимальности Б-го класса — *min* приведенных затрат.

Приведенные затраты для проектируемого МН записываются в виде

$$Z = KE + Z + Y,$$

где K — капитальные вложения в МН;

Z — ежегодные эксплуатационные издержки для исправного МН;

Y — ущерб от отказов нефтепровода;

E — нормативный коэффициент.

В зависимости от режимов эксплуатации, коэффициента загрузки, определенного количества резерва в системе, принятой системы ТОРа величина Z может принимать различные значения.

Очевидно, что для определенного уровня надежности всегда имеется решение, при котором Z принимает *min* значение для определенного количества и определенного размещения АББ, то это количество АББ и это размещение АББ следует считать оптимальным по критерию *min* приведенных затрат.

4. МЕТОД ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ И РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ

Для создания модели системы МН был выбран аналитический метод, основанный на представлении процесса функционирования системы с учетом отказов объектов и сооружений марковским с непрерывным временем и дискретными состояниями. Это позволило получить наглядные закономерности исследуемого процесса функционирования и применить численные методы для определения оптимальных решений.

Вектор, характеризующий МН, в зависимости от принимаемого решения запишем в виде $\{\lambda, M, B, N, L, X, Y, V\}$, где $\lambda = \{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n\}$ — множество параметров проектируемого МН, характеризующих безотказность объектов и сооружений; $M = \{\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n\}$ — множество параметров, характеризующих ремонтпригодность объектов и сооружений; B, N, L — множество параметров, характеризующих объемы резервуарных парков, количество и длину участков; X, Y — параметры, характеризующие координаты проектируемого нефтепровода и координаты предполагаемых и имеющихся баз централизованного обслуживания и ремонта, V — множество векторов скоростей доставки АВЕ, зависящих от трассовых условий.

Если взять критерий оптимальности Z , а его зависимость от принимаемого решения в виде скалярной функции $Z(X)$, где $\bar{X} = \{\lambda, M, B, N, L, X, Y, V\}$, (I) то вектор \bar{X} характеризует принимаемое решение. Это решение может быть ограничено дисциплинирующими условиями (ресурсами, координатами, продолжительностью ликвидации аварий и т.п.), в результате чего образуется множество допустимых решений S . Задачу оптимизации можно записать в виде $Z(\bar{X}) \rightarrow \min_{\bar{X} \in S}$

Решение задачи представляет собой определение (I) или нахождение близкого к (I) вектора \bar{X} . Для решения данной задачи выбран метод, который носит последовательный (пошаговый) характер, т.е. алгоритм определяет подход от одного решения к другому

$$X_0 \rightarrow X_1 \rightarrow X_2 \rightarrow \dots \rightarrow X_N.$$

Наиболее полно решению задачи удовлетворяет метод градиентного поиска, т.к. он позволяет определять оптимальное решение по уровню надежности на каждом шаге, и таким образом задача оптимизации уровня надежности может быть решена при любом ограничении, наложенном на систему МН (т.е. удовлетворяющих критериям классов А и Б).

Оптимальное размещение АВЕ осуществляется методом динамического программирования.

Определение оптимального уровня надежности МН осуществляется параллельно с решением задачи по оптимальному размещению системы ТОРа, т.е. условие оптимальности уровня надежности органически связано с ТОР. Решение этих задач осуществляется одновременно и принятие решения по одной задаче неразрывно связано с решением другой.

Условный пример

Необходимо определить оптимальный уровень и оптимальное размещение системы технического обслуживания и ремонта МН (с учетом надежности) при выполнении критерия оптимальности

$$\Pi > 1, \quad \text{где} \quad \Pi = \frac{Y_0 - Y_k}{C_k},$$

Y_0 - начальный ущерб от отказов нефтепровода;

Y_k - ущерб от отказов на k -ом шаге;

C_k - стоимость вложенных средств на k -ом шаге.

Данный критерий оценивает эффективность внесения средств для достижения оптимального уровня надежности МН. В конечном итоге при выполнении условия $\Pi > 1$ происходит нахождение оптимального уровня надежности для $3 \rightarrow \min$.

В качестве примера рассмотрен МН $D = 820$ мм, производительностью $1695 \text{ м}^3/\text{ч}$, протяженностью $L = 1000$ км, количество НПС-10. Параметры потока отказов НПС и линейной части равны соответственно $\lambda_1 = \lambda_{\text{НПС}} = 0,00185^{\text{I}}/\text{ч}$, $\lambda_{2,1} = \lambda_{\text{ЛЧ}} = 0,0000341^{\text{I}}/100 \text{ км} \cdot \text{ч}$. Параметры потока восстановлений НПС равны $\mu_1 = \mu_{\text{НПС}} = 0,2^{\text{I}}/\text{ч}$. Принято, что до определения оптимального количества и расстановки, ремонтные работы на нефтепроводе осуществляются одной АБВ, т.к. оптимальный уровень надежности может быть достигнут не только средствами восстановления (АБВ), но и изменением конструктивного решения, то в качестве конкурирующих средств рассмотрены резервуарные парки, и поиск оптимального решения будет рассматриваться на основе комплексного подхода (т.е. поиск схемного решения с оптимальным обслуживанием).

В случае принятой схемы будет производиться поиск только оптимальной системы обслуживания.

Ущерб от простоя 1 км нефтепровода принят равным $U_0 = 3,5$ руб/ч. Математическое ожидание количества аварий I типа составляет $DM_1 = 0,021 \cdot 10^6 \text{ I}/\text{ч}$; II типа - $DM_2 = 0,18 \cdot 10^6 \text{ I}/\text{км} \cdot \text{ч}$; III типа $DM_3 = 0,14 \cdot 10^6 \text{ I}/\text{км} \cdot \text{ч}$. Время простоя нефтепровода, связанное с обнаружением повреждения, закрытием и открытием задвижек и собственно ремонтными работами на трубе при ликвидации аварий I и II типа соответственно равно $A_1 = 50 \text{ ч}$, $A_2 = 24 \text{ ч}$.

Время опорожнения 1 км нефтепровода при ликвидации аварий I и II типа соответственно равно $B_1 = 3 \text{ ч}$, $B_2 = 3 \text{ ч}$, время

ликвидации аварий III типа $t_{\theta,3} = 5$ ч. Повреждения нефтепровода квалифицируются по типам согласно (2). Скорость движения транспортных средств по трассе нефтепровода принята постоянной $V = 10$ км/ч. Значение затрат на содержание АББ в зависимости от условий размещения приняты на НПС — $CZ = 2I$ руб/ч, на трассе $CZ = 28$ руб/ч. Длина опорожняемого участка нефтепровода принята равной $CR = 8$ км, так как предполагается, что нефтепровод проходит по местности с ровным рельефом. Предполагается, что узлы арматуры расставлены через 19 км.

Определяем расположение I АББ на рассматриваемом нефтепроводе минимизируя функцию $F = YN(DX) + DZ(DX)$, где DX — абсцисса, которая характеризует расположение АББ; $YN(DX)$ — величина годового ущерба, вызываемого простоями нефтепровода при ликвидации аварий при размещении АББ в точке с абсциссой DX .

$DZ(DX)$ — приведенные затраты на содержание АББ, расположенной в точке с абсциссой DX .

Определяем параметр потока восстановлений линейной части при обслуживании нефтепровода I АББ по формуле, т.е. когда $Dn = I$.

$$\mu_{нч} = \frac{y_0 \cdot L (DM_1 \cdot m_3 + (DM_2 + DM_3) L)}{YN(DX)},$$

где m_3 — количество узлов арматуры на нефтепроводе.

Получили $\mu_{нч} = 0,0133$ 1/ч.

Оптимальное размещение нескольких АББ определяется методом динамического программирования.

Основное рекуррентное соотношение этого метода имеет вид

$$\Phi_1(\omega_j) = F(\omega_j, \omega_{Dn}) / \omega_{Dn} = L;$$

$$\Phi_k(\omega_j) = \min \{ \Phi_{k-1}(\omega_j) + F(\omega_{j-1}, \omega_j) \}, \quad k = 2, \overline{Dn-1};$$

$$\Phi_0(\omega_j) = F(\omega_0, \omega_j) / \omega_0 = 0;$$

$$\Phi_{Dn} = \min \{ \Phi_0(\omega_j) + \Phi_{Dn-1}(\omega_j) \},$$

где (ω_{j-1}, ω_j) - зона обслуживания j -ой АББ;
 Dn - количество АББ.

$F(\omega_{j-1}, \omega_j) = \min F$ на отрезке (ω_{j-1}, ω_j) . Для каждой зоны находим параметр потока восстановления линейной части. Затем для каждого участка - среднее значение параметра потока восстановления линейной части.

Сравнение вариантов вложения средств в ту или иную конкурирующую подсистему производится по величине приращения показателя надежности, приходящегося на единицу стоимости вложенных средств.

Решение данной задачи представлено на рисунке I, который показывает зависимость величины показателя надежности MH от стоимости оптимально вложенных средств. При стоимости затратных средств $C = 416824$ руб., вложенных в систему технического обслуживания и ремонта (количество АББ $Dn = 3$) и увеличение PP (объемы PP , $B = 75000$ м³), показатель надежности MH будет равен $R = 0,975$.

В приложении широко представлены графические зависимости уровня надежности различных схем магистрального нефтепровода (A - число дней простоя нефтепровода) от количества аварийно-восстановительных бригад Dn (расстановка бригад оптимальна по критерию \min приведенных затрат). Зависимости получены для среднестатистических данных по надежности для объектов и сооружений магистрального нефтепровода, величина скорости доставки варьировалась в пределах $V = 10+40$ км/ч, что соответствует различным трассовым условиям и способам доставки АББ.

Расчет каждого конкретного варианта проектируемого неф-

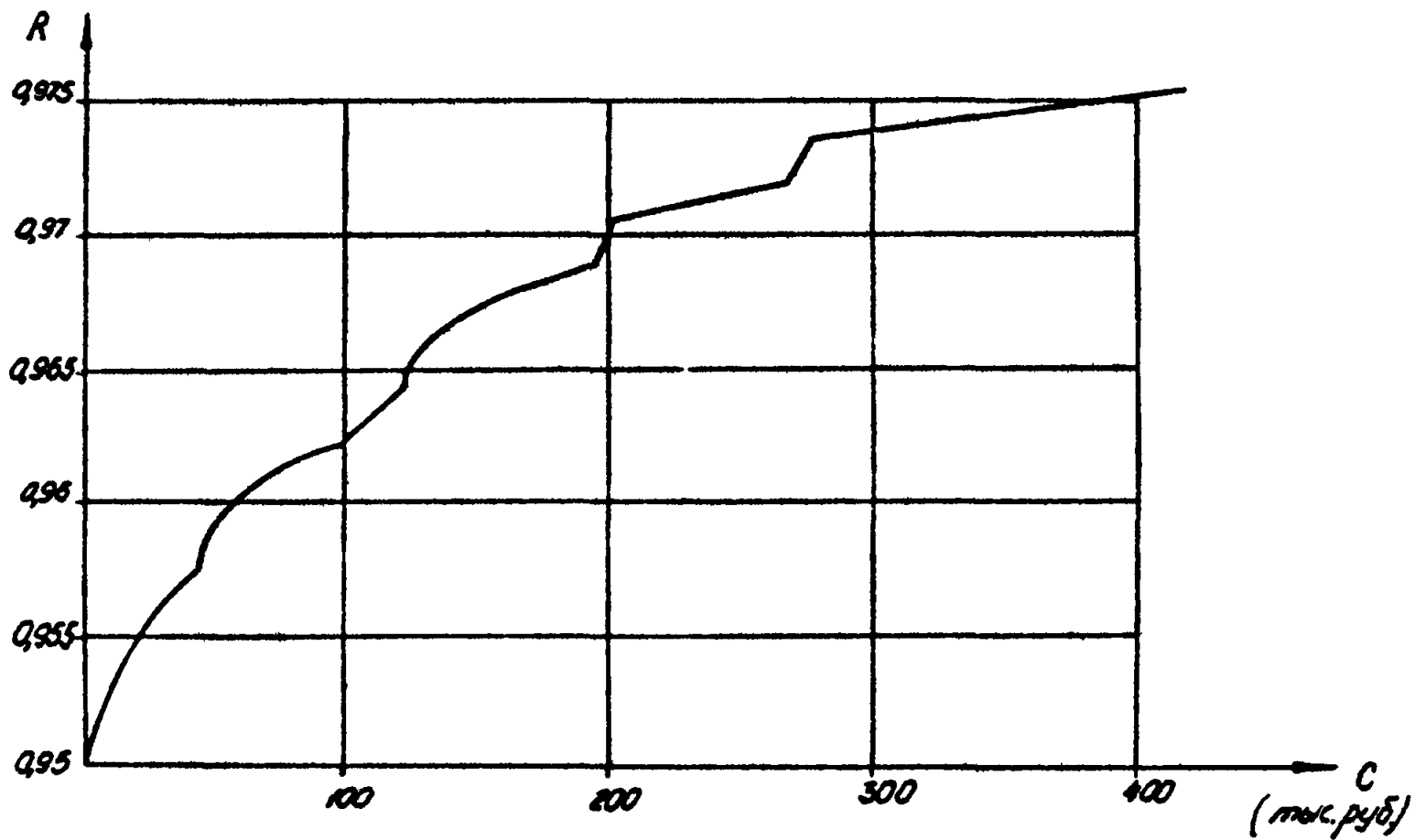


Рис. I. График зависимости показателя надежности MH от стоимости вложенных средств

тепровода следует производить по программе *GRADM*, имеющейся в фондах НИ ВНИИСПГнефть.

Приложение
(справочное)

Зависимость ненадежности (количества дней простоя A) от количества АББ

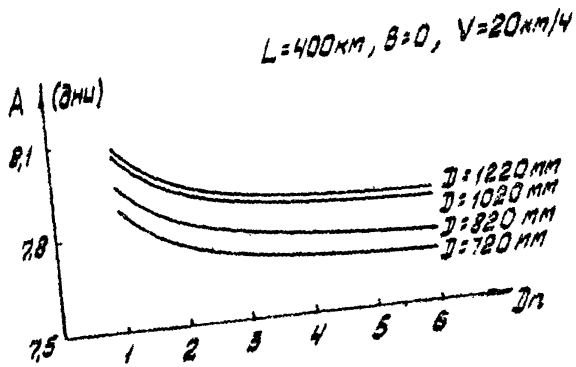
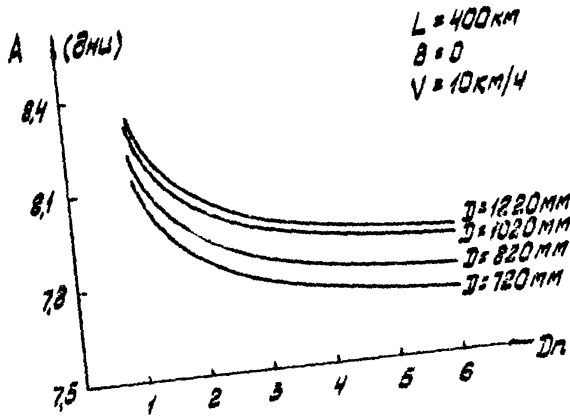
Используя (I) определяется значение показателя надежности МН R . Расчет количества дней простоя МН произведен по формуле

$$A = 365 (1 - R) \quad (I)$$

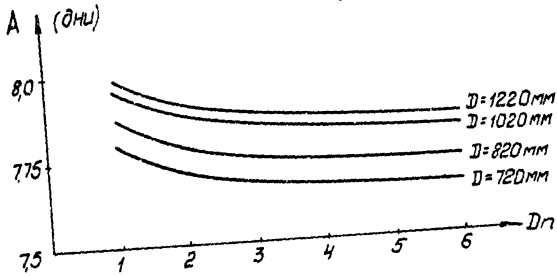
В приложении даны графики значений A , вычисленных для МН различной протяженности $L = 400 \text{ км} + 1600 \text{ км}$, различного диаметра $D = 720 \text{ мм} + 1220 \text{ мм}$, с различным количеством РП (0 + 4), различной скоростью доставки АББ ($V = 10 \text{ км/ч} + 40 \text{ км/ч}$).

Приняты следующие обозначения:

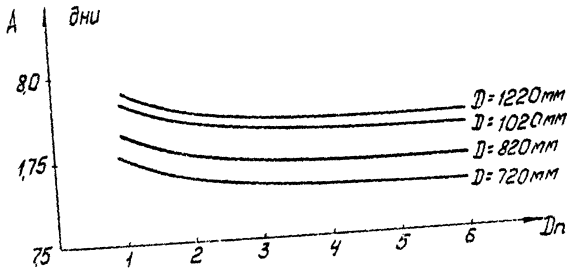
- B_i - объем РП на i -ом участке;
- l_i - длина i -го участка;
- V - скорость доставки.

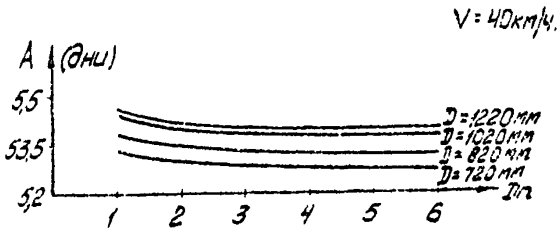
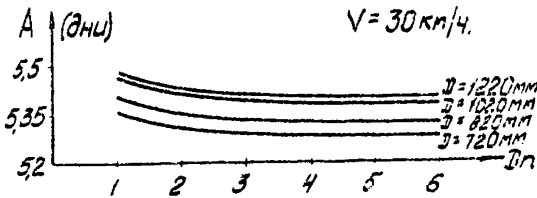
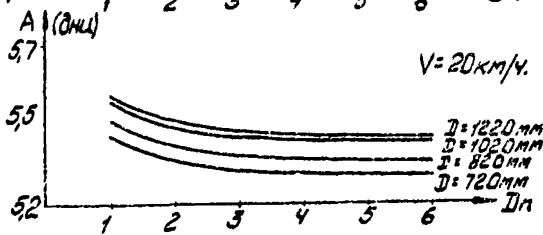
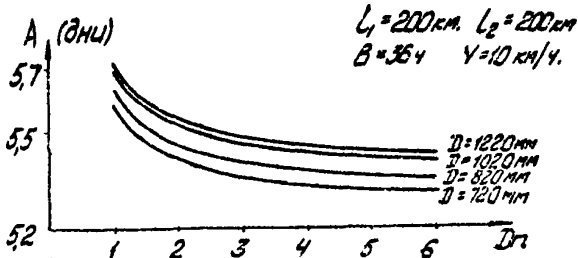


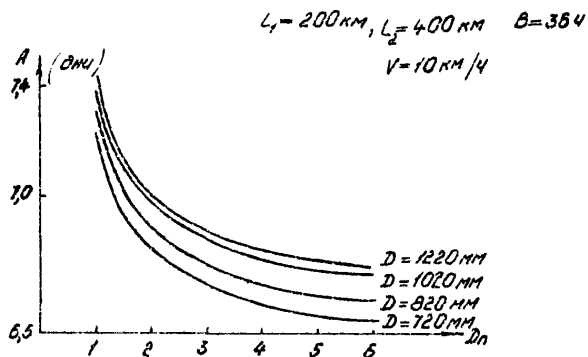
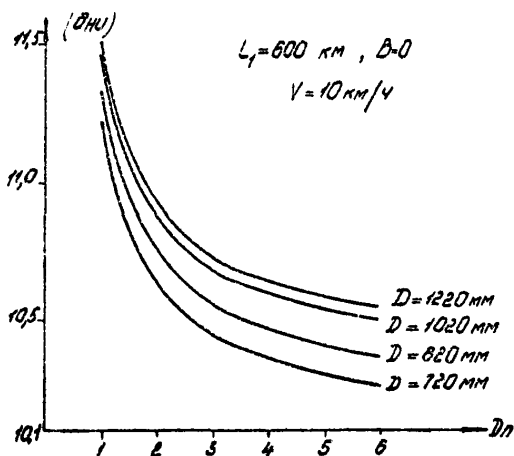
$$L=400\text{ км}, B=0, V=30\text{ км/ч.}$$

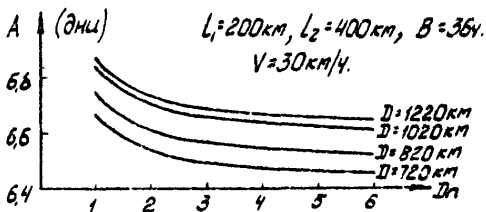
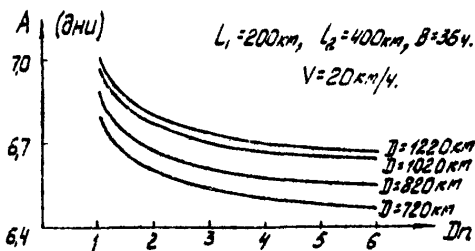
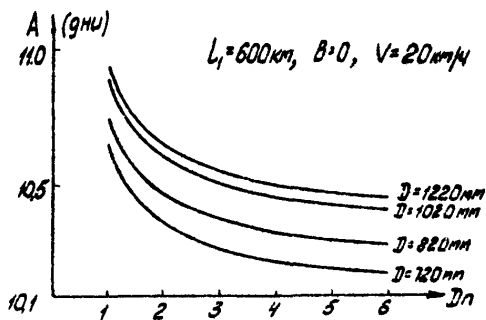


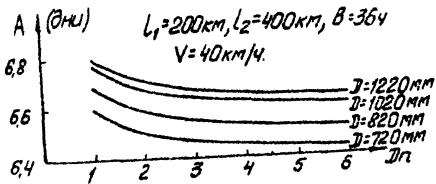
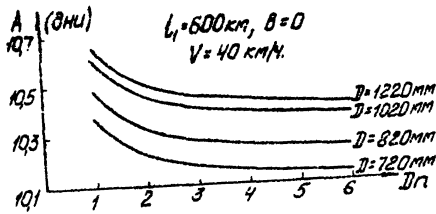
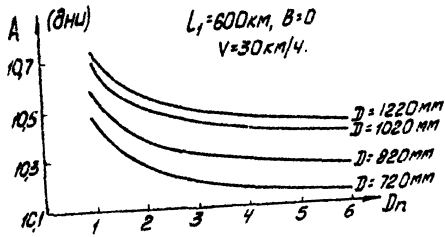
$$L=400\text{ км}, B=0, V=40\text{ км/ч.}$$

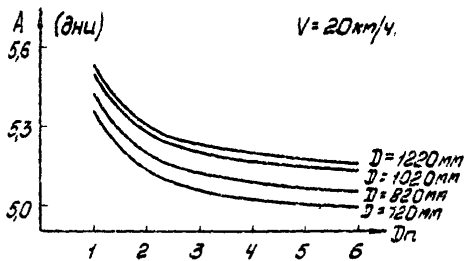
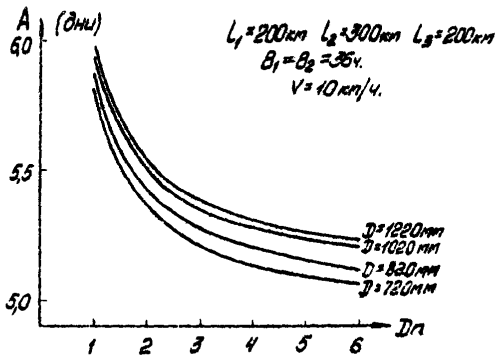








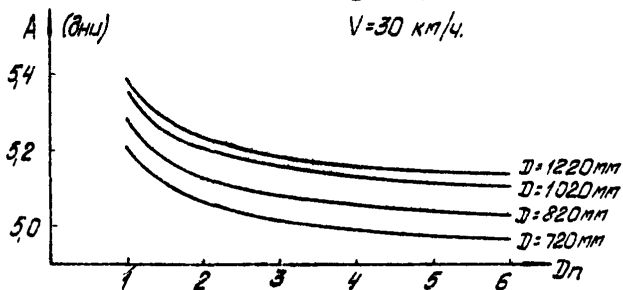




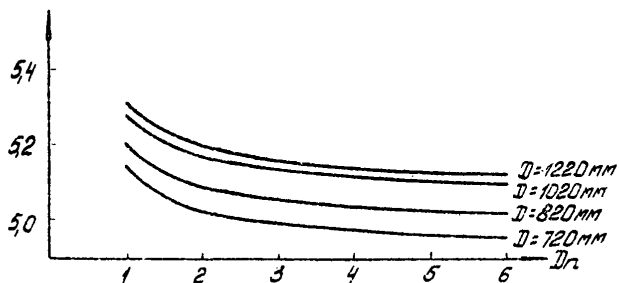
$$L_1 = 200 \text{ км}, L_2 = 300 \text{ км}, L_3 = 200 \text{ км}$$

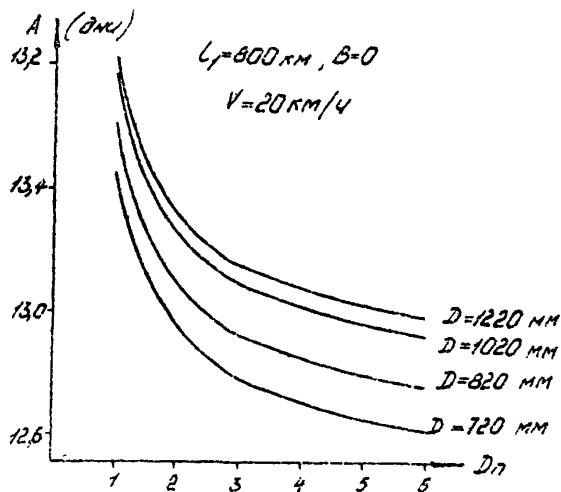
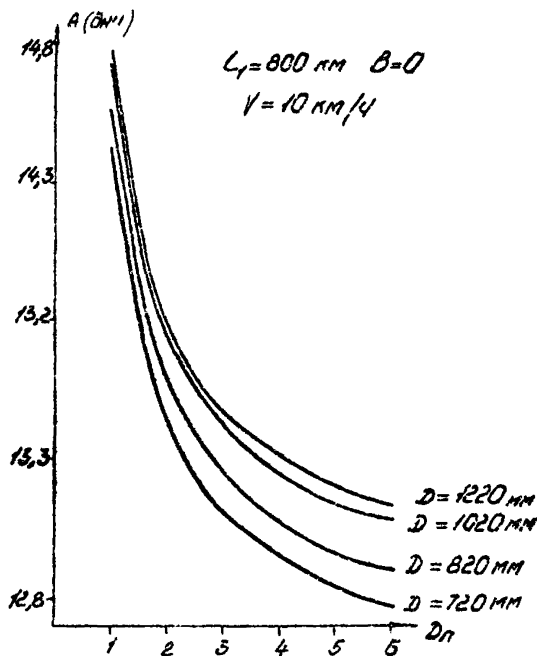
$$B_1 = B_2 = 36 \text{ ч.}$$

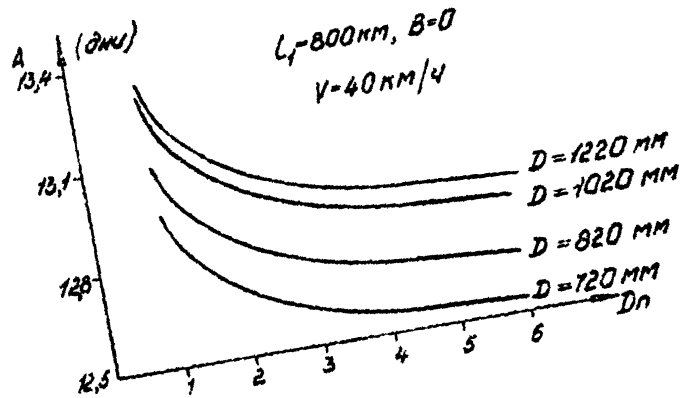
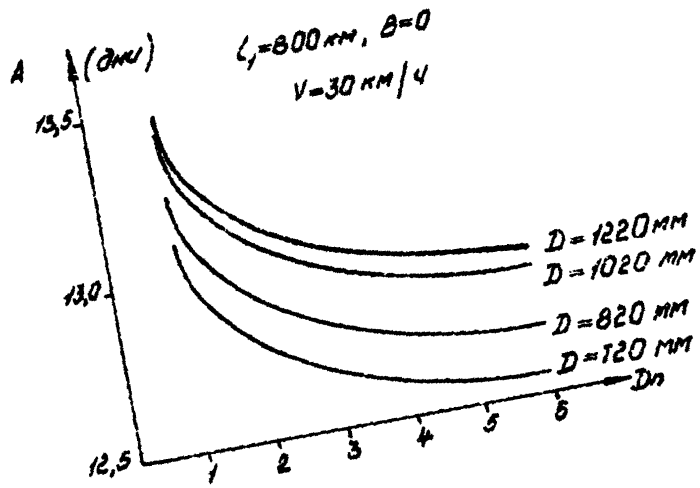
$$V = 30 \text{ км/ч.}$$

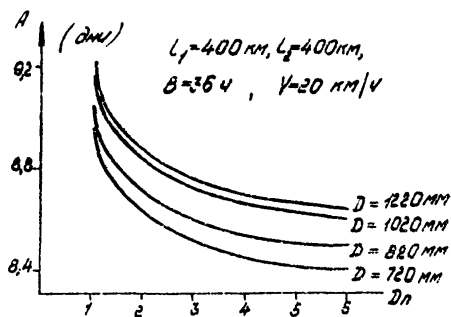
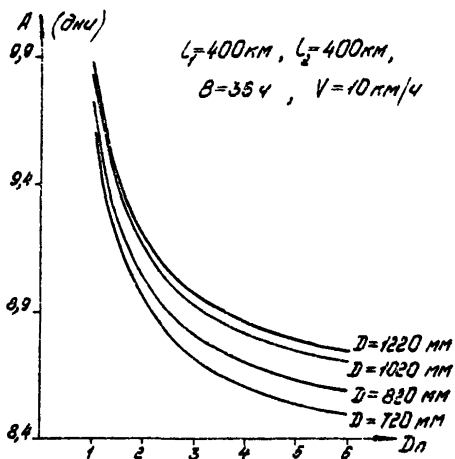


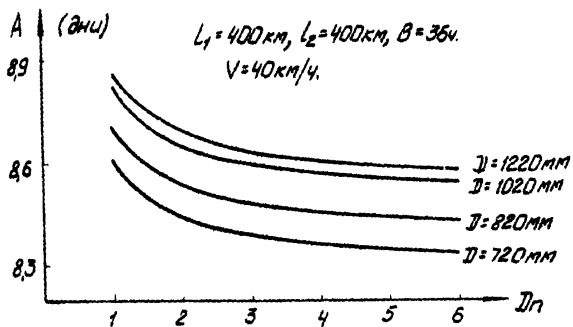
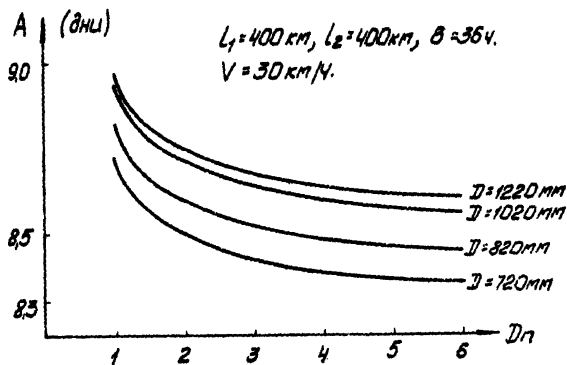
$$V = 40 \text{ км/ч.}$$

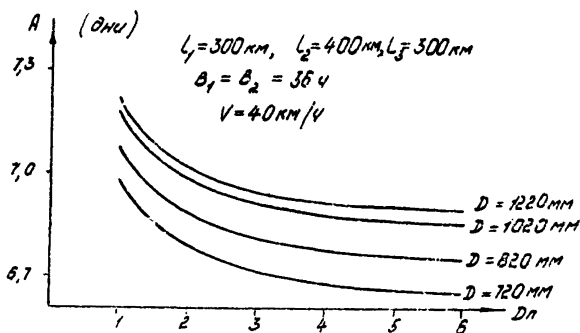
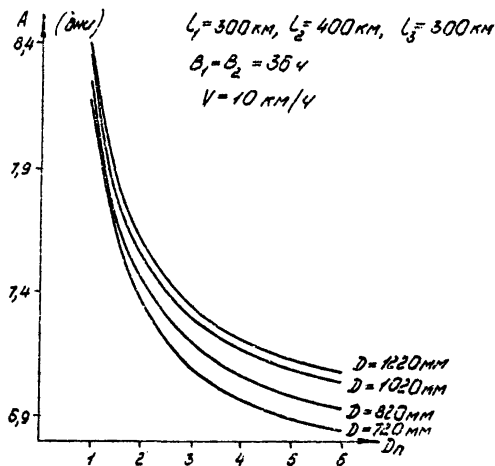


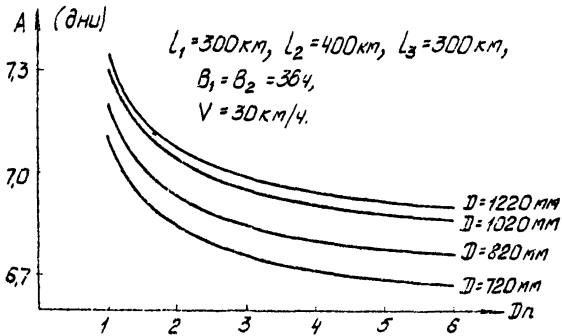
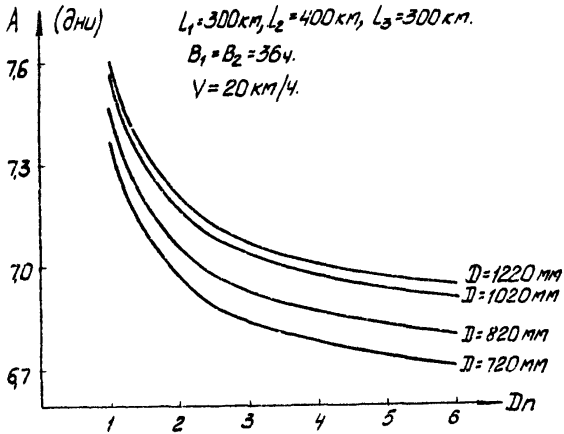


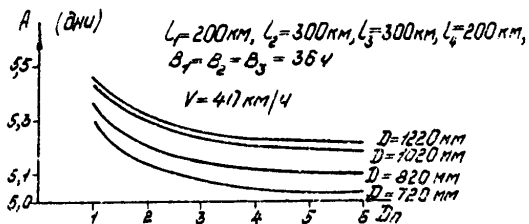
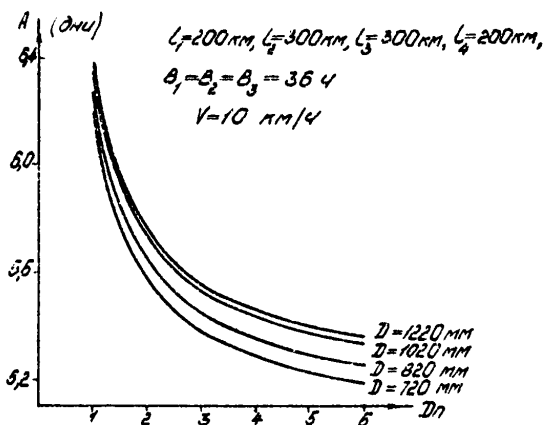


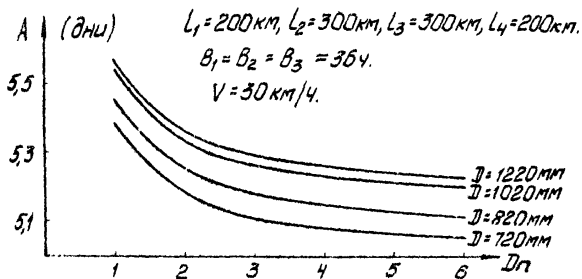
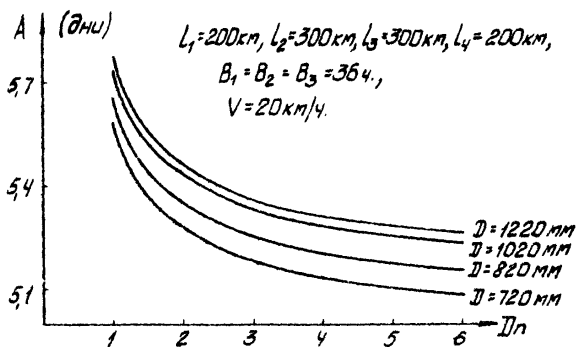


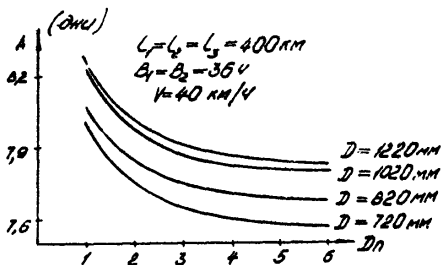
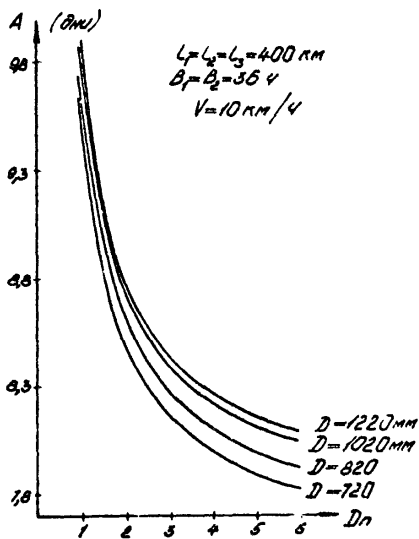


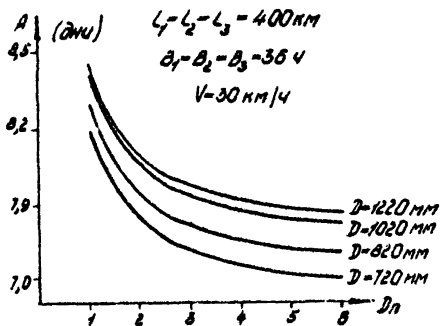
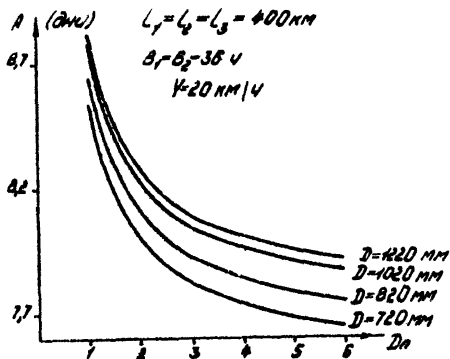


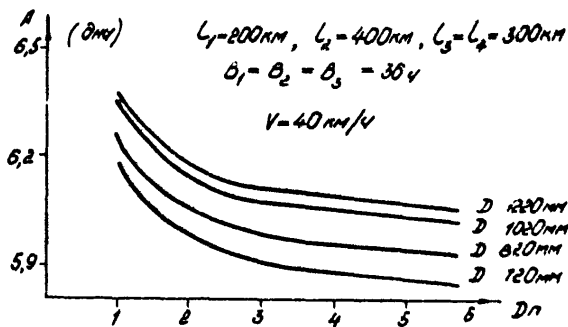
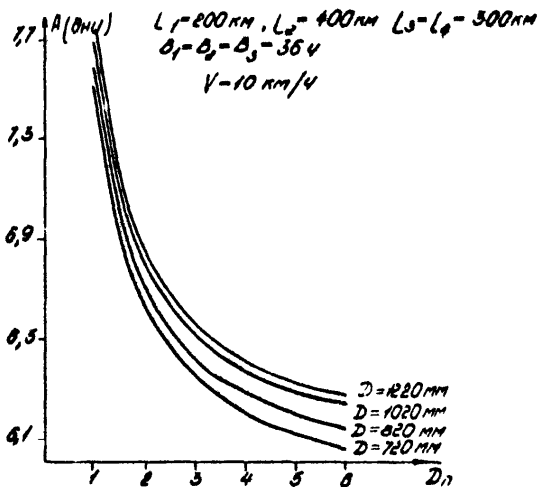


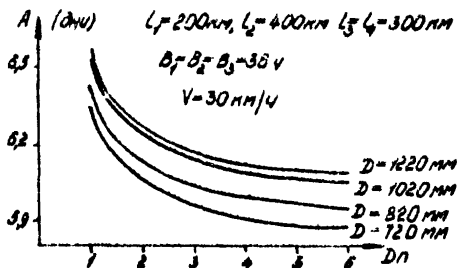
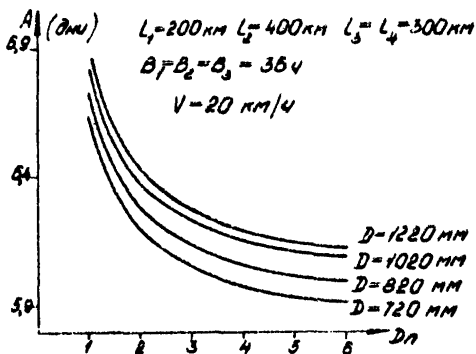


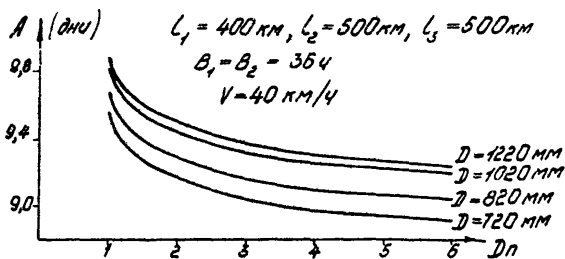
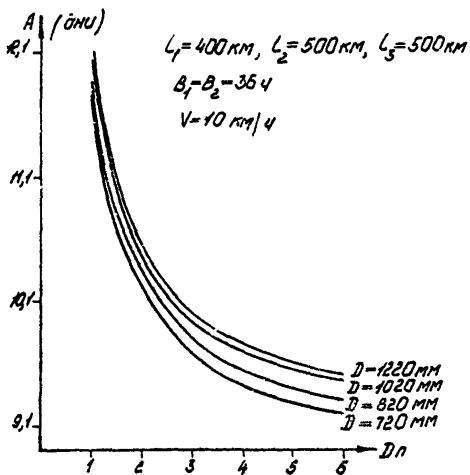


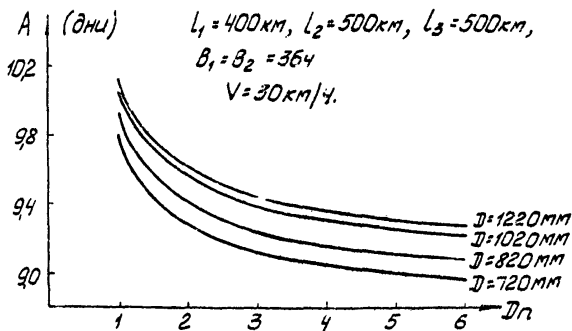
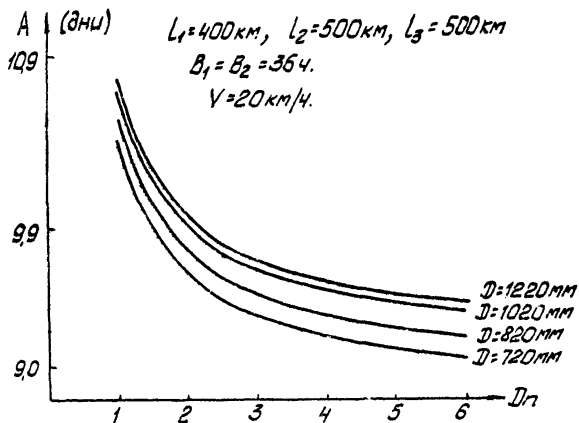


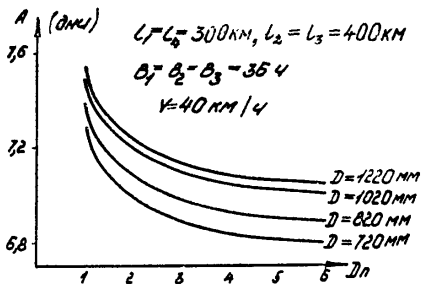
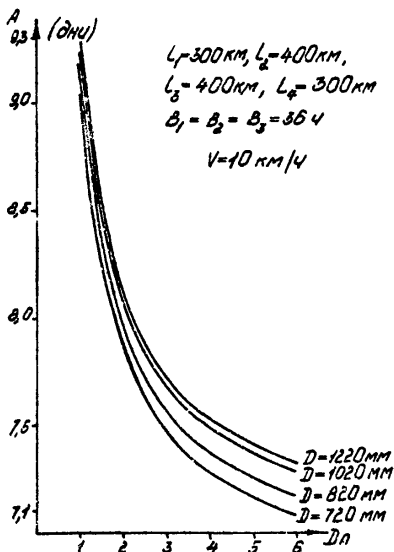


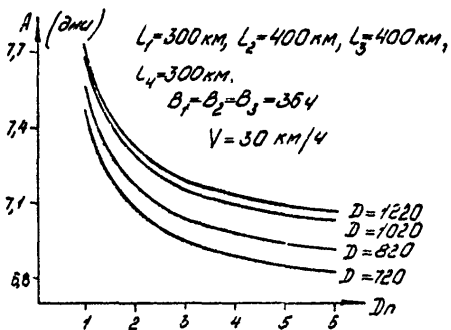
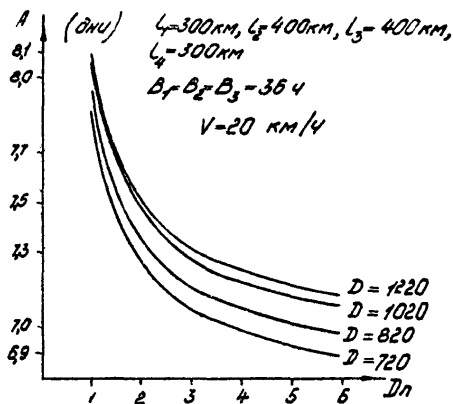


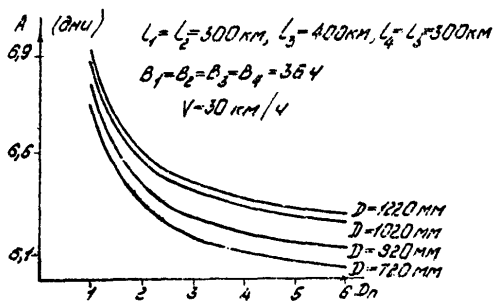
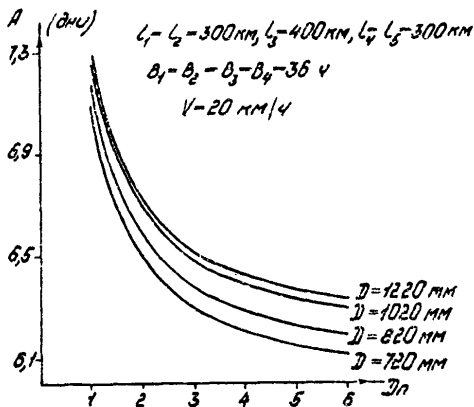


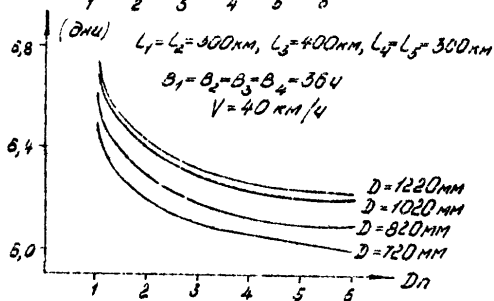
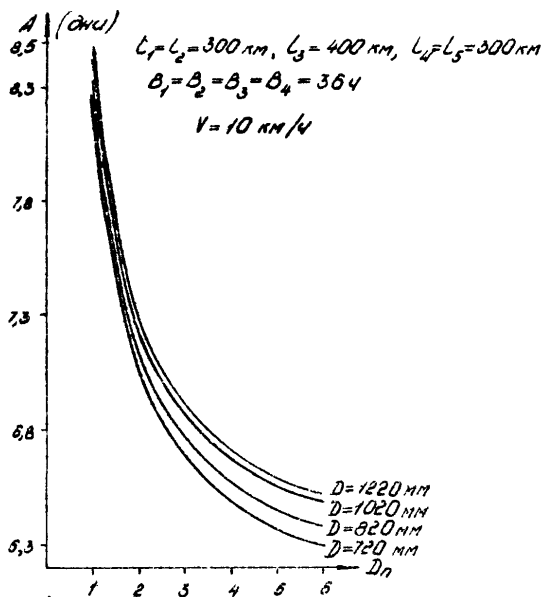


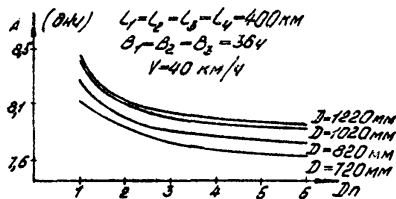
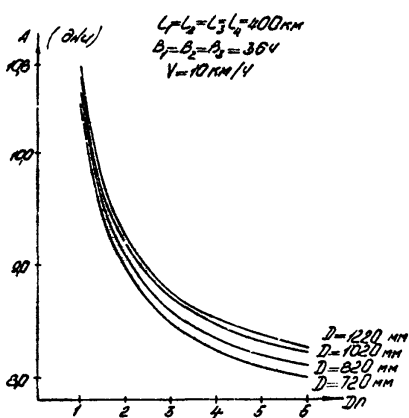


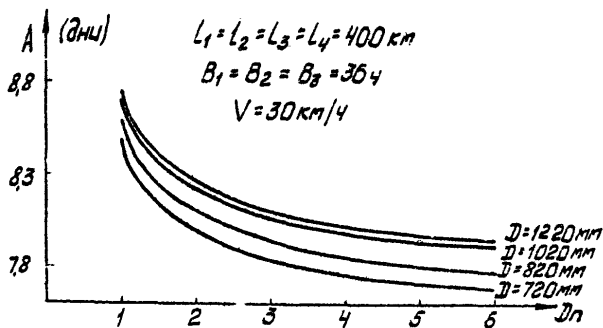
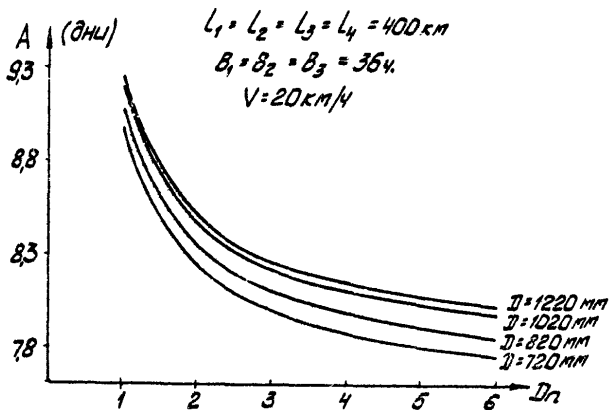












СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 39-1-62-78. Методика определения показателей надежности магистрального нефтепровода. Уфа, ВНИИСПНефть, 1978.

2. Методика определения оптимального количества и размещения аварийно-восстановительных пунктов (АВП) однониточных магистральных нефтепроводов. Уфа, 1976.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Общие положения	3
2. Общая постановка задачи	5
3. Критерии оптимизации	5
4. Метод построения модели и решения задач	7
Приложение. Зависимость ненадежности (количества дней простоя А) от количества АВВ	14
Список литературы	43

РУКОВОДСТВО

ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО УРОВНЯ И ОПТИМАЛЬНОМУ
РАЗМЕЩЕНИЮ (С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ НАДЕЖНОСТИ)
СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА
ПРОЕКТИРУЕМОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НЕУТЕПРОВОДА

РД 39-30-72Г-82

Издание ВНИИСПНефти

450055, г.Уфа-55, просп.Октября, 144/3

Подписано в печать 11.06.82 г. П03510
Формат 60x90/16. Уч.-изд.л. 2,2 Тираж 150 экз.
Заказ 122

Ротапринт ВНИИСПНефти