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

gost.e-ecolog.ru

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
8 апреля 1982 г.

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

РД 39-30-721-82

1982

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 ВНИИСПТнефть 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).

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

I.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 эксплуатация, 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 (АВБ) к месту повреждения существенно зависит от трассовых условий. Отсутствие на некоторых участках трассы дорог или их низкая проходимость вызывает необходимость доставки АВБ 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 $-R_{сист}$, $R_{\varphi_к}[a,b] \geq \theta$, 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

$$З = KE + Э + У ,$$

где K – капитальные вложения в МН;

$Э$ – ежегодные эксплуатационные издержки для исправного МН;

$У$ – ущерб от отказов нефтепровода;

E – нормативный коэффициент.

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

Очевидно, что для определенного уровня надежности всегда имеется решение, при котором З принимает *min* значение для определенного количества и определенного размещения АВБ, то это количество АВБ и это размещение АВБ 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 $\lambda = \{\lambda_1, \lambda_2, \ldots, \lambda_n\}$ – множество параметров проектируемого МН, характеризующих безотказность объектов и сооружений; $M = \{\mu_1, \mu_2, \ldots, \mu_n\}$ – множество параметров, характеризующих ремонтопригодность 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 АВБ, зависящих от трассовых условий.

Если взять критерий оптимальности $З$, а его зависимость от принимаемого решения в виде скалярной функции $З(\bar{x})$, где

$$\bar{x} = \{\lambda, M, B, N, L, X, Y, V\}, \qquad (I)$$

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 $З(\bar{x}) \to \min_{\bar{x} \in S}$

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

$$x_0 \longrightarrow x_1 \longrightarrow x_2 \longrightarrow \ldots \longrightarrow x_N .$$

Наиболее полно решение 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 АВБ осуществляется методом динамического программирования.

Определение оптимального уровня надежности МН осуществляется параллельно с решением задачи по оптимальному размещению системы ТОРа, т.к. 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

$$П > 1, \qquad где \qquad П = \frac{У_0 - У_к}{С_к} ,$$

$У_0$ – начальный ущерб от отказов нефтепровода;

$У_к$ – ущерб от отказов на к-ом шаге;

$С_к$ – стоимость вложенных средств на к-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 $З \rightarrow min$.

В качестве примера рассмотрен МН D = 820 мм, производительностью 1695 $м^3$/ч, протяженностью L = 1000 км, количество НПС-10. Параметры потока отказов НПС и линейной части равны соответственно $\lambda_1 = \lambda_{нпс} = 0{,}00185^{I}$/ч, $\lambda_{2,1} = \lambda_{лч} = 0{,}0000341^{I}$/100 км • ч. Параметры потока восстановлений НПС равны $\mu_1 = \mu_{нпс} = 0{,}2^{I}$/ч. Принято, что до определения оптимального количества и расстановки, ремонтные работы на нефтепроводе осуществляются одной АВБ, т.к. оптимальный уровень надежности может быть достигнут не только средствами восстановления (АВБ), 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 $У_0$ = 3,5 руб/ч. Математическое ожидание количества аварий I типа составляет $DM_1 = 0{,}021 \cdot 10^{-6}$ I/ч; II типа – $DM_2 = 0{,}18 \cdot 10^{-6}$I/км ч; III типа $DM_3 = 0{,}14 \cdot 10^{-6}$I/км.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 ч, A_2 = 24ч.

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

ликвидации аварий III типа $t_{63} = 5$ ч. Повреждения нефтепровода квалифицируются по типам согласно (2). Скорость движения транспортных средств по трассе нефтепровода принята постоянной $V = IO$ км/ч. Значение затрат на содержание АВБ в зависимости от условий размещения приняты на НПС - $CZ = 2I$ руб/ч, на трассе $CZ = 28$ руб/ч. Длина опорожняемого участка нефтепровода принята равной $CP = 8$ км, так как предполагается, что нефтепровод проходит по местности с ровным рельефом. Предполагается, что узлы арматуры расставлены через I9 км.

Определяем расположение I АВБ на рассматриваемом нефтепроводе минимизируя функцию $F = YN(DX) + DZ(DX)$, где DX - абсцисса, которая характеризует расположение АВБ;

$YN(DX)$ - величина годового ущерба, вызываемого простоями нефтепровода при ликвидации аварий при размещении АВБ в точке с абсциссой DX .

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

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

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

где m_3 - количество узлов арматуры на нефтепроводе.

Получили $\mu_{лч} = 0{,}0133$ ^{I}/ч.

Оптимальное размещение нескольких АВБ определяется методом динамического программирования.

Основное рекурентное 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 АВБ;

Dn - количество АВБ.

$F(\omega_{j-1}, \omega_j) = min\, F$ 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 МН от стоимости оптимально вложенных средств. При стоимости затраченных средств C = 416824 руб., вложенных в систему технического обслуживания и ремонта (количество АВБ Dn = 3) и увеличение $PП$ (объемы $PП$, B = 75000 м^3), показатель надежности МН будет равен R = 0,975.

В приложении широко представлены графические зависимости уровня надежности различных схем магистрального нефтепровода (А - 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 АВБ.

Расчет каждого конкретного варианта проектируемого неф-

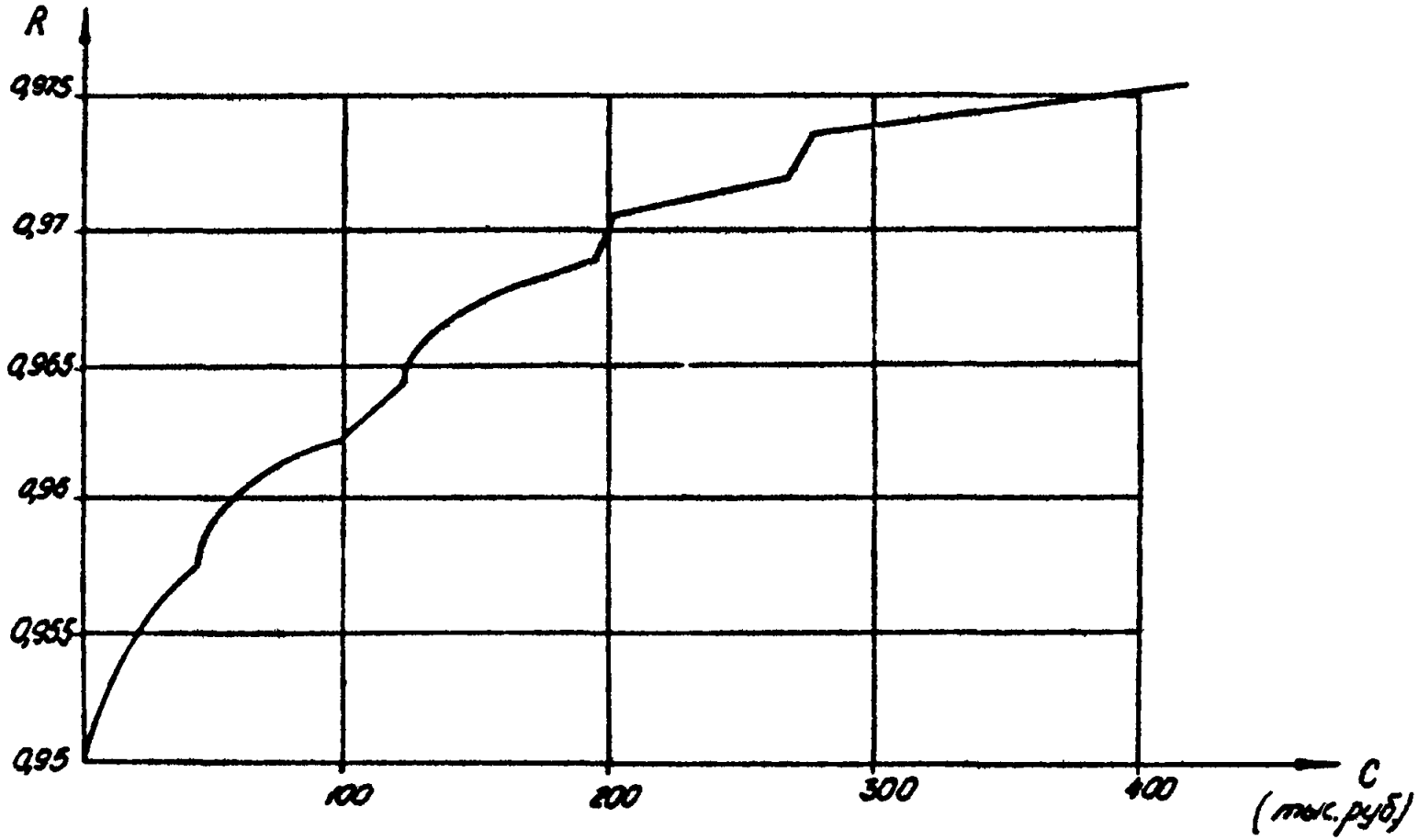


Рис.I. График зависимости показателя надежности МН
от стоимости вложенных средств

тепровода следует производить по программе *GRADM*, имеющейся в фондах НЦ ВНИИСПТнефть.

Приложение
(справочное)

Зависимость ненадежности (количества дней простоя А) от количества АВБ

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

$$A = 365 (I - R) \qquad (I)$$

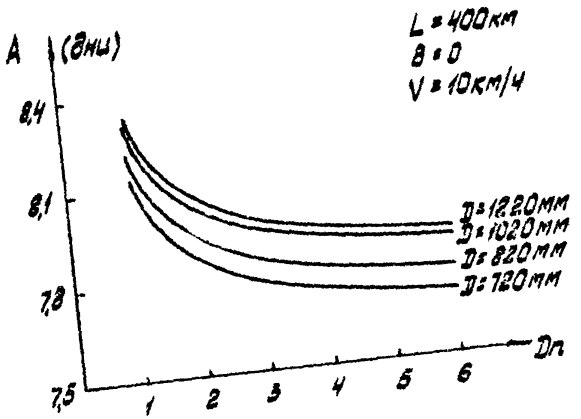
В приложении даются графики значений А, вычисленных для МН различной протяженности L = 400 км ÷ I600 км, различного диаметра D = 720 мм ÷ I220 мм, с различным количеством $РП$ (0 ÷ 4), различной скоростью доставки АВБ (V = I0 км/ч ÷ 40 км/ч).

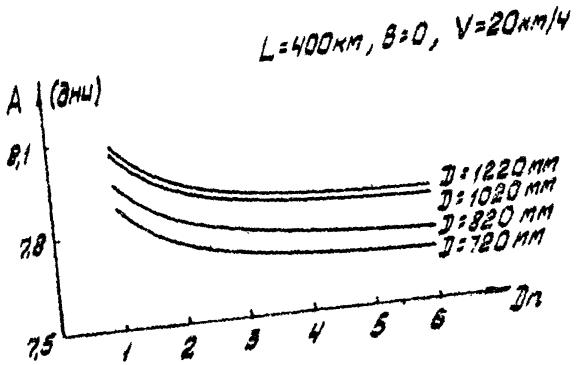
Приняты следующие обозначения:

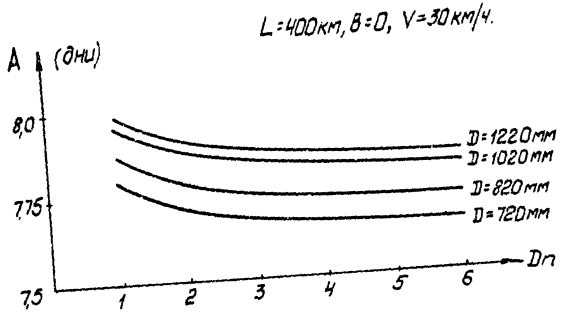
B_i - объем $РП$ на i -ом участке;

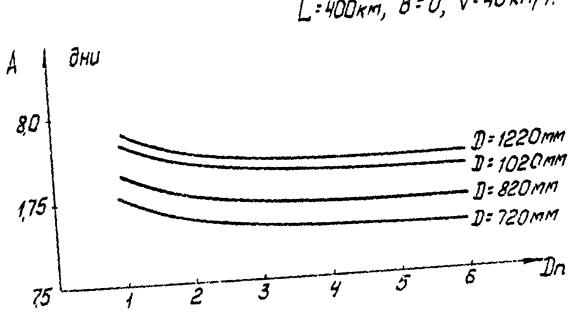
l_i - длина i -го участка;

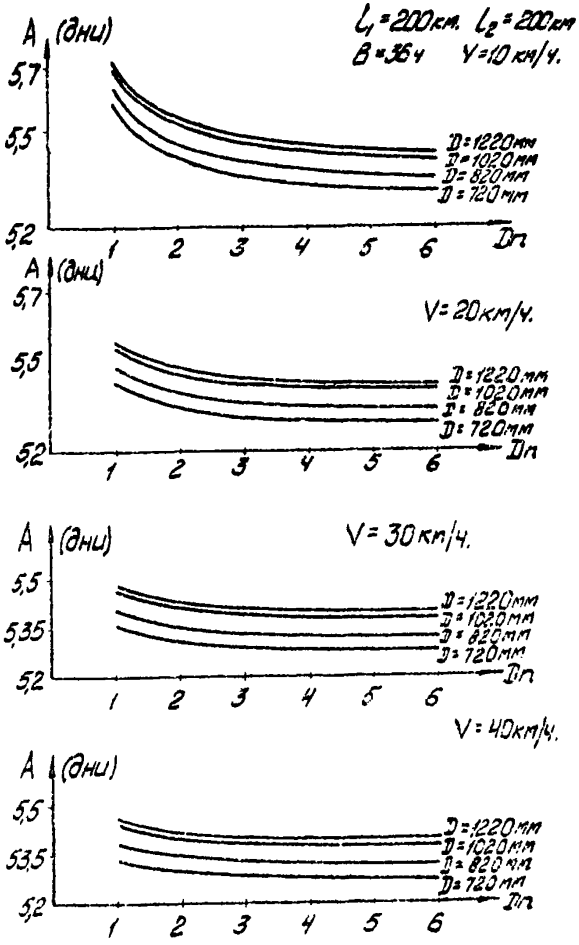
V - скорость доставки.

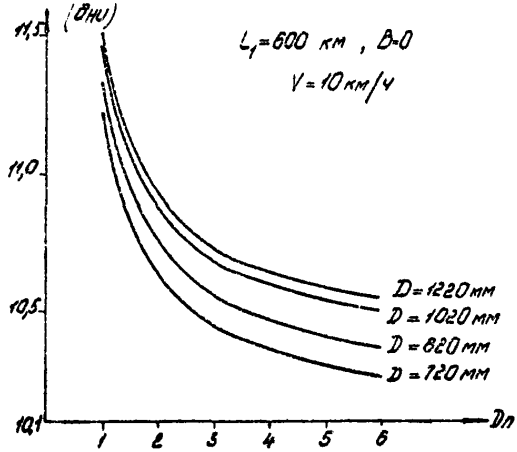

L=400км
B=0
V=10км/ч
A (дни)
8,4
8,1
7,8
7,5
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dп
1
2
3
4
5
6

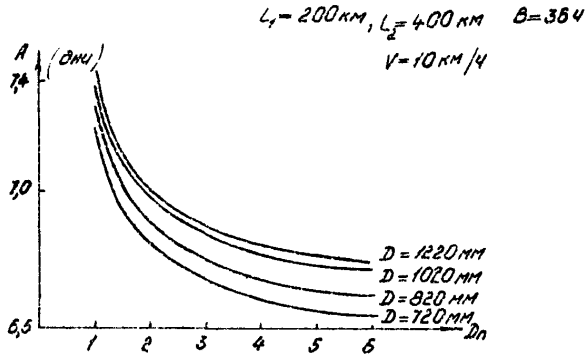

L=400км, B=0, V=20км/ч
A (дни)
8,1
7,8
7,5
D=1220мм
D=1020мм
D=820 мм
D=720 мм
Dп
1
2
3
4
5
6

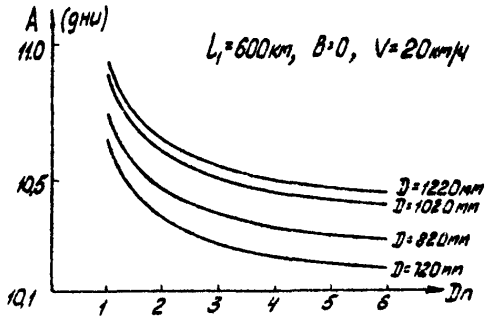

L=400км, B=0, V=30км/ч.
A
(дни)
8,0
7,75
7,5
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dn
1
2
3
4
5
6

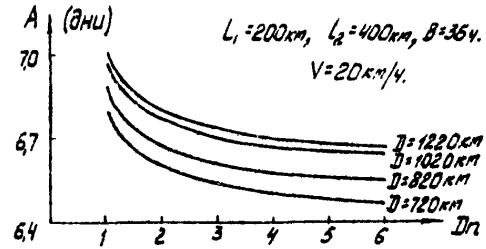

L=400км, B=0, V=40км/ч.
A
дни
8,0
1,75
7,5
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dn
1
2
3
4
5
6

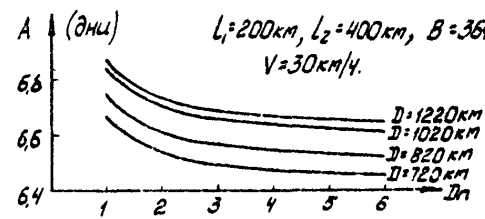

A (дни)
L_1 = 200км. L_2 = 200км
B = 364 V = 10 км/ч.
5,7
5,5
5,2
D = 1220мм
D = 1020мм
D = 820мм
D = 720мм
1 2 3 4 5 6 Dп
A (дни)
V = 20км/ч.
5,7
5,5
5,2
D = 1220мм
D = 1020мм
D = 820мм
D = 720мм
1 2 3 4 5 6 Dп
A (дни)
V = 30 км/ч.
5,5
5,35
5,2
D = 1220мм
D = 1020мм
D = 820мм
D = 720мм
1 2 3 4 5 6 Dп
V = 40км/ч.
A (дни)
5,5
53,5
5,2
D = 1220мм
D = 1020мм
D = 820мм
D = 720мм
1 2 3 4 5 6 Dп

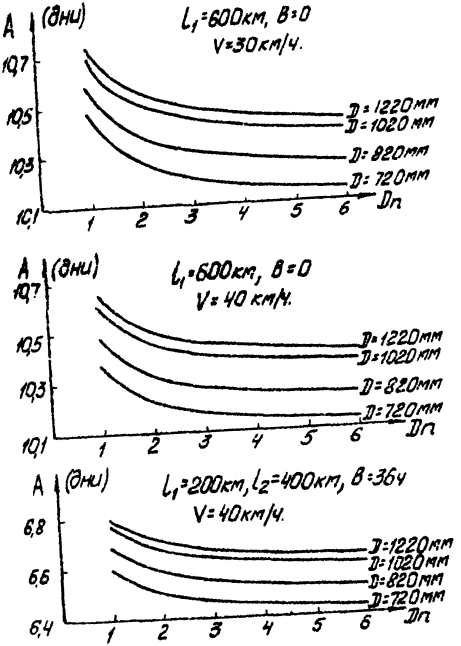

(ВНИ)
11,5
11,0
10,5
10,1
L_1=600 км , B=0
V=10 км/ч
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
1
2
3
4
5
6
Dп

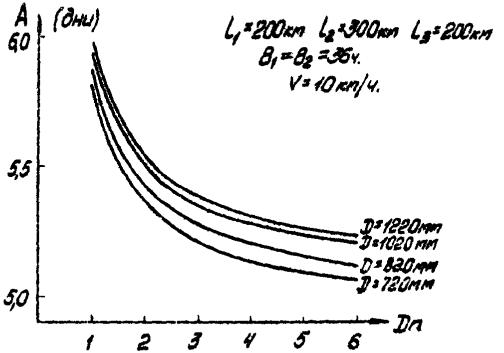

L_1=200 км, L_2=400 км B=36 ч
V=10 км/ч
A
(ВНИ)
7,4
7,0
6,5
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
1
2
3
4
5
6
Dп

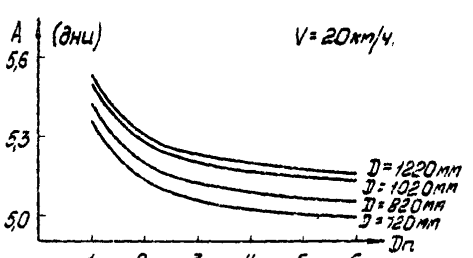

A (дни)
11,0
10,5
10,1
L_1=600км, B=0, V=20км/ч
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
1 2 3 4 5 6
Dп


A (дни)
7,0
6,7
6,4
L_1=200км, L_2=400км, B=36ч.
V=20км/ч.
D=1220км
D=1020км
D=820км
D=720км
1 2 3 4 5 6
Dп


A (дни)
6,8
6,6
6,4
L_1=200км, L_2=400км, B=36ч.
V=30км/ч.
D=1220км
D=1020км
D=820км
D=720км
1 2 3 4 5 6
Dп

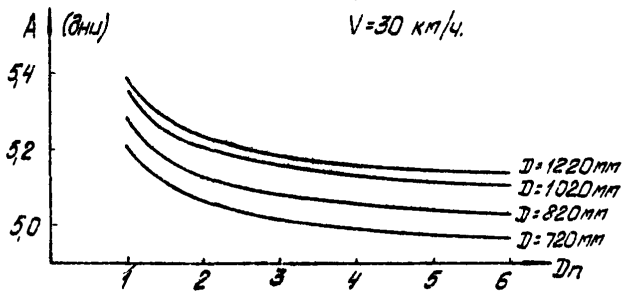

A
(дни)
l_1=600км, B=0
V=30км/ч.
10,7
10,5
10,3
10,1
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dп
1
2
3
4
5
6
A
(дни)
l_1=600км, B=0
V=40км/ч.
10,7
10,5
10,3
10,1
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dп
1
2
3
4
5
6
A
(дни)
l_1=200км, l_2=400км, B=364
V=40км/ч.
6,8
6,6
6,4
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dп
1
2
3
4
5
6


A
(дни)
6,0
5,5
5,0
L_1=200км L_2=300км L_3=200км
B_1=B_2=35ч.
V=10км/ч.
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dп
1
2
3
4
5
6

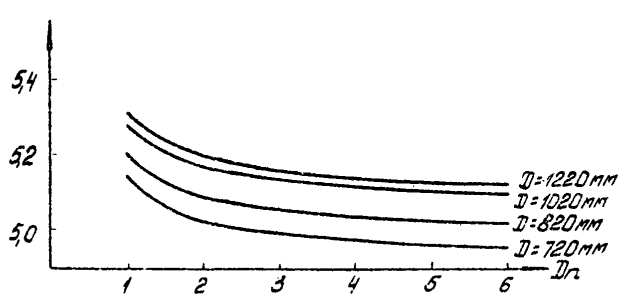

A
(дни)
5,6
5,3
5,0
V=20км/ч.
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dп
1
2
3
4
5
6

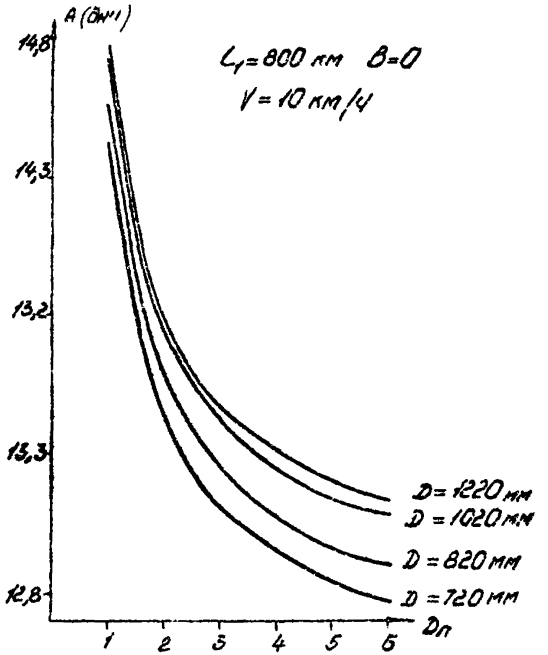
$L_1 = 200$км, $L_2 = 300$км, $L_3 = 200$км

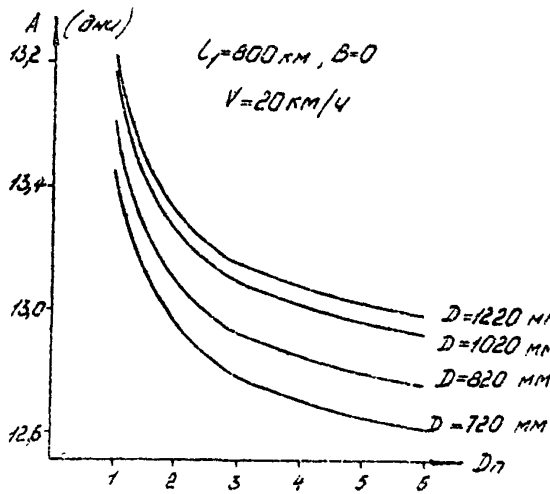
$B_1 = B_2 = 36$ч.

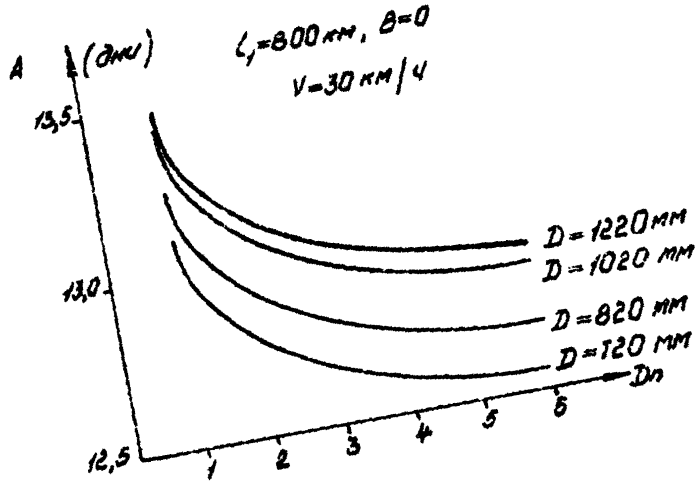


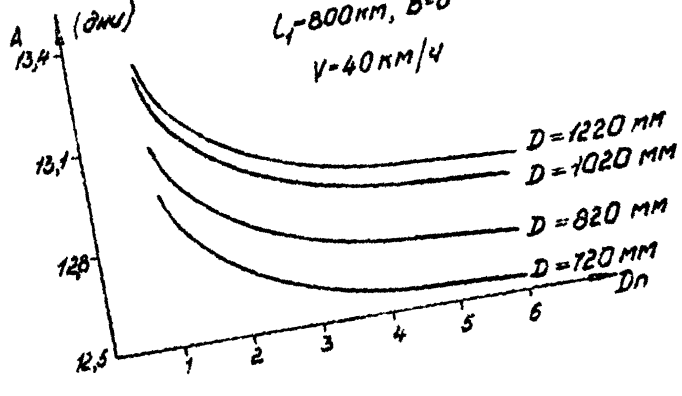
V= 40км/ч.

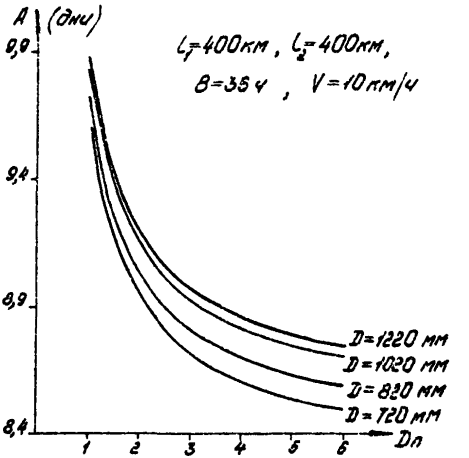


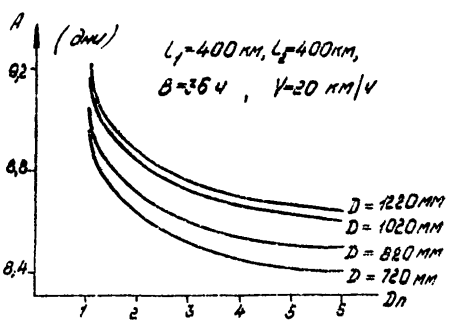

A (Ом)
14,8
14,3
13,2
13,3
12,8
$L_г$=800 км B=0
V=10 км/ч
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
Dп
1
2
3
4
5
6

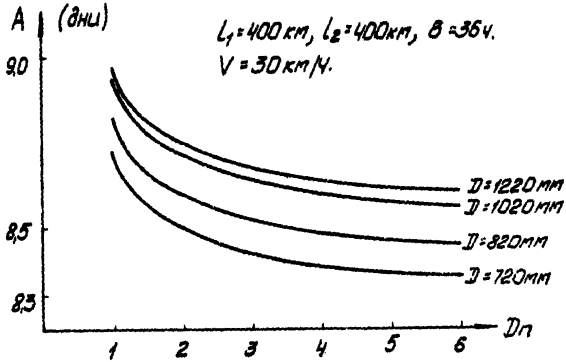

A (Ом)
13,2
13,4
13,0
12,6
$L_г$=800 км, B=0
V=20 км/ч
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
Dп
1
2
3
4
5
6

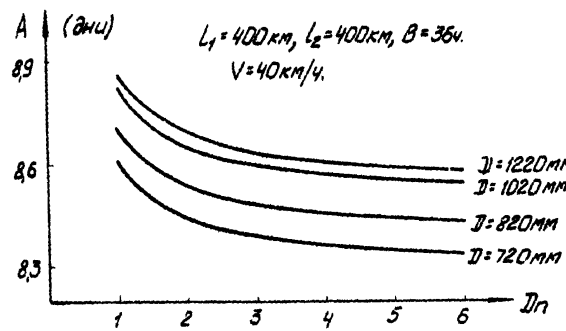

A (дин)
L_1=800 км, B=0
V=30 км/ч
13,5
13,0
12,5
1
2
3
4
5
6
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
Dп

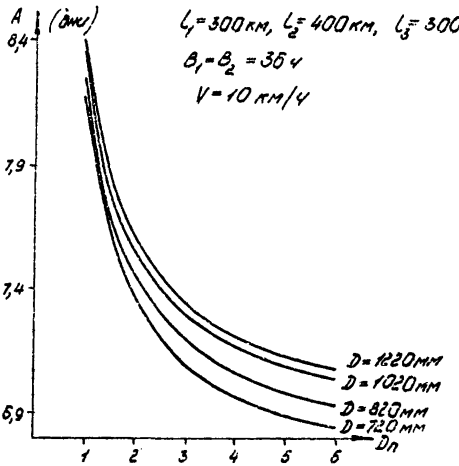

A (дин)
L_1=800 км, B=0
V=40 км/ч
13,4
13,1
12,8
12,5
1
2
3
4
5
6
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
Dп

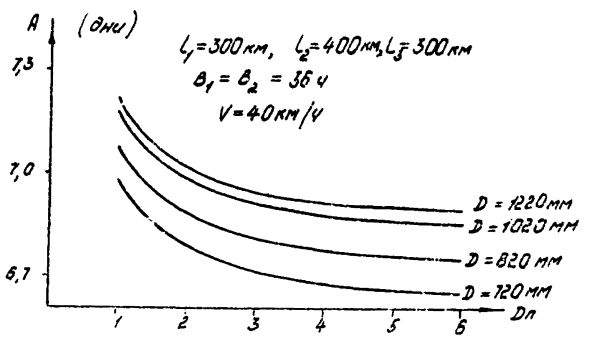

A
(дни)
0,9
9,4
8,9
8,4
l_1=400км, l_2=400км,
B=36 ч , V=10 км/ч
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
1
2
3
4
5
6
Dл

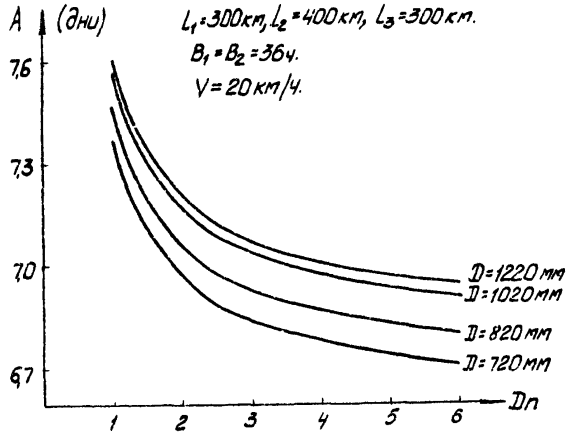

A
(дни)
0,2
8,8
8,4
l_1=400 км, l_2=400км,
B=36 ч , V=20 км/ч
D = 1220мм
D = 1020мм
D = 820 мм
D = 720 мм
1
2
3
4
5
6
Dл

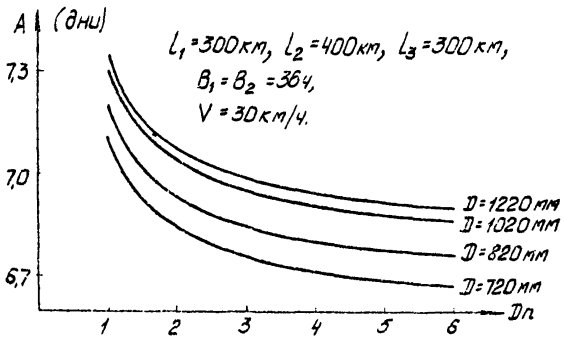

A (дни)
l_1=400 км, l_2=400 км, B=36 ч.
V=30 км/ч.
9,0
8,5
8,3
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
Dп
1
2
3
4
5
6

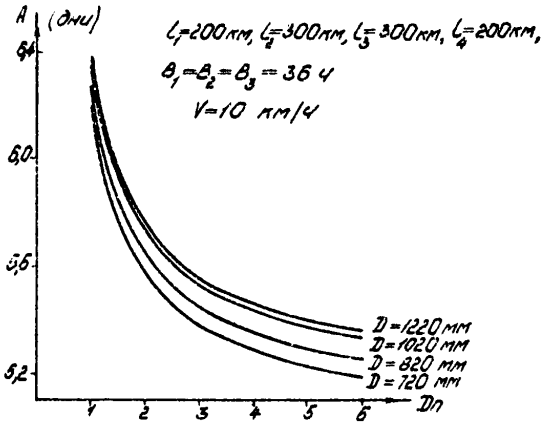

A (дни)
l_1=400 км, l_2=400 км, B=36 ч.
V=40 км/ч.
8,9
8,6
8,3
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
Dп
1
2
3
4
5
6

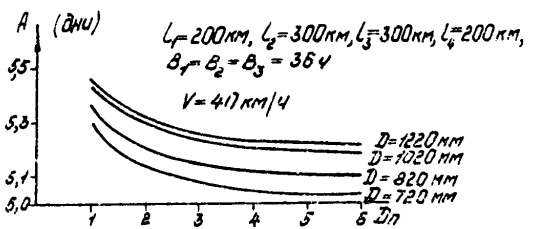

A
(дни)
8,4
7,9
7,4
6,9
L_1=300км, L_2=400км, L_3=300км
B_1=B_2=36ч
V=10км/ч
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dп
1
2
3
4
5
6

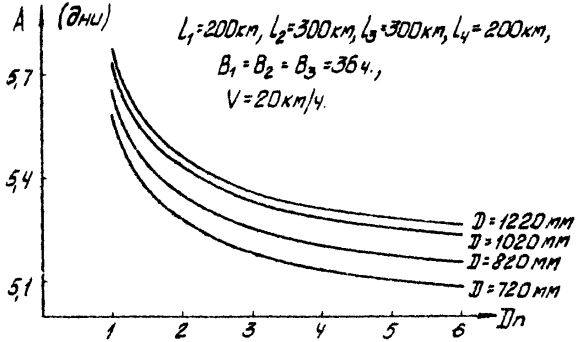

A
(дни)
7,3
7,0
6,7
L_1=300км, L_2=400км, L_3=300км
B_1=B_2=36ч
V=40км/ч
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dп
1
2
3
4
5
6

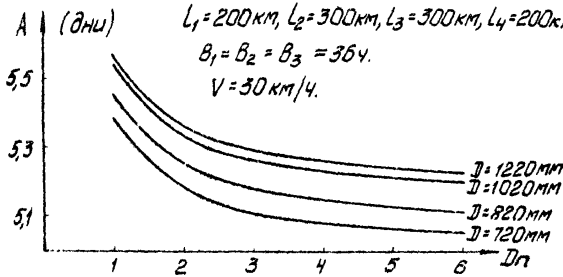

A
(дни)
L_1=300км, L_2=400км, L_3=300км.
B_1=B_2=36ч.
V=20км/ч.
7,6
7,3
7,0
6,7
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dп
1
2
3
4
5
6

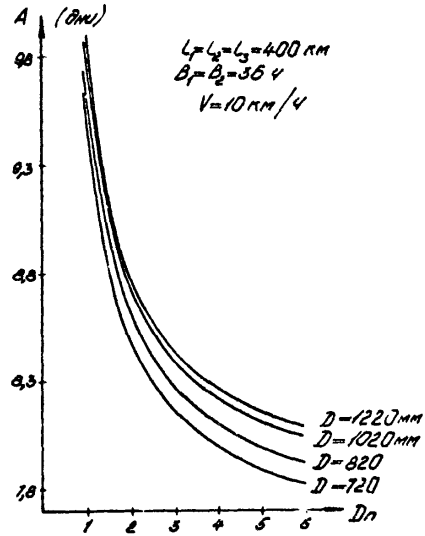

A
(дни)
L_1=300км, L_2=400км, L_3=300км,
B_1=B_2=36ч,
V=30км/ч.
7,3
7,0
6,7
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
Dп
1
2
3
4
5
6

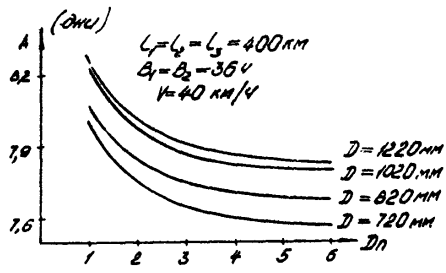

A (дни)
l_1=200 км, l_2=300 км, l_3=300 км, l_4=200 км,
$B_1 = B_2 = B_3$ = 36 ч
V=10 км/ч
6,4
6,0
5,6
5,2
1
2
3
4
5
6
Dп
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм

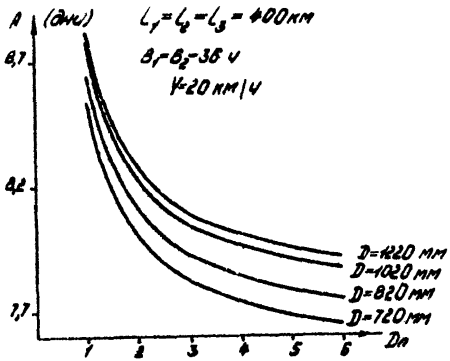

A (дни)
l_1=200 км, l_2=300 км, l_3=300 км, l_4=200 км,
$B_1 = B_2 = B_3$ = 36 ч
V=41 км/ч
5,5
5,3
5,1
5,0
1
2
3
4
5
6
Dп
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм

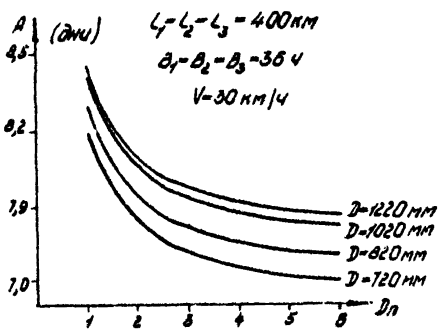

A
(дни)
L_1=200км, L_2=300км, L_3=300км, L_4=200км,
B_1 = B_2 = B_3 =36ч.,
V=20км/ч.
5,7
5,4
5,1
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
1
2
3
4
5
6
Dп

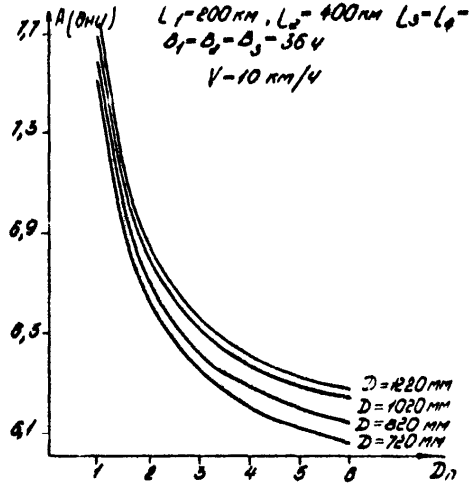

A
(дни)
L_1=200км, L_2=300км, L_3=300км, L_4=200км.
B_1 = B_2 = B_3 =36ч.
V=30км/ч.
5,5
5,3
5,1
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
1
2
3
4
5
6
Dп

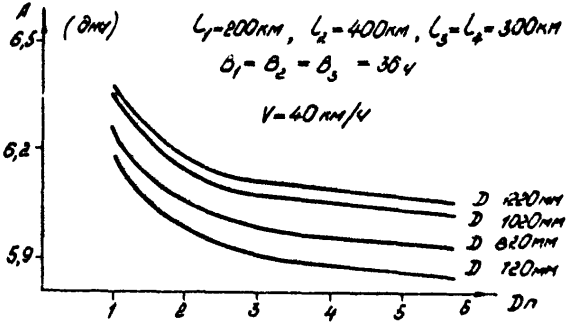

A (дни)
$L_1=L_2=L_3=400$ км
$B_1=B_2=36$ ч
$V=10$ км/ч
9,8
9,3
8,8
8,3
7,8
D=1220мм
D=1020мм
D=820
D=720
1
2
3
4
5
6
Dn

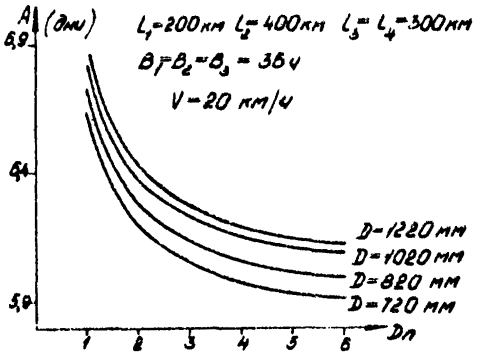

A (дни)
$L_1=L_2=L_3=400$ км
$B_1=B_2=36$ ч
$V=40$ км/ч
8,2
7,9
7,6
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
1
2
3
4
5
6
Dn

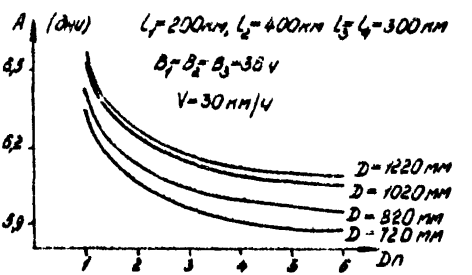

A (дни)
$L_1 = L_2 = L_3 = 400$ км
$B_1 = B_2 = 36$ ч
V=20 км/ч
8,7
8,2
7,7
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
1
2
3
4
5
6
Dп

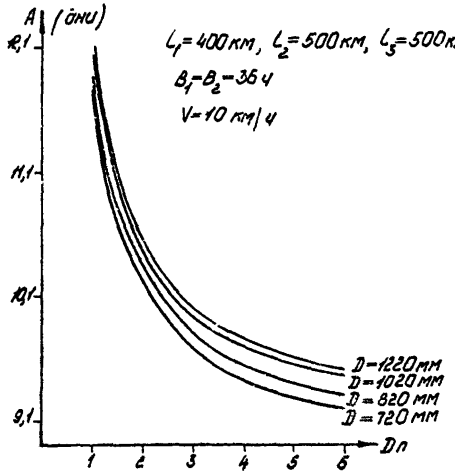

A (дни)
$L_1 = L_2 = L_3 = 400$ км
$B_1 = B_2 = B_3 = 36$ ч
V=30 км/ч
8,5
8,2
7,9
7,0
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
1
2
3
4
5
6
Dп

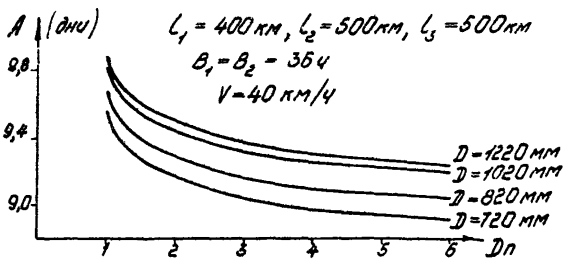

A (дин)
L_1=200 км, L_2=400 км L_3=L_4=300 км
θ_1=θ_2=θ_3=36 ч
V=10 км/ч
7,7
7,5
6,9
6,3
6,1
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
1
2
3
4
5
6
Dп

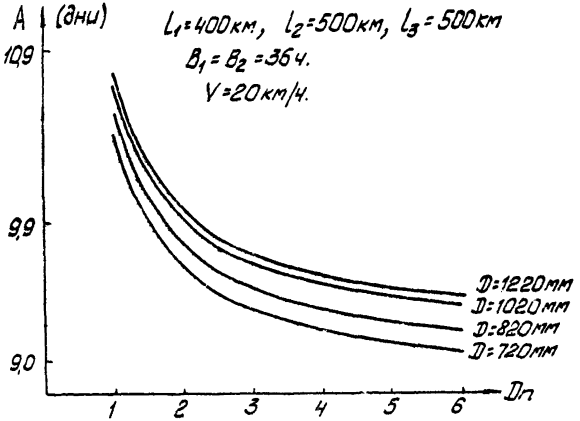

A
(дин)
L_1=200 км, L_2=400 км, L_3=L_4=300 км
θ_1=θ_2=θ_3=36 ч
V=40 км/ч
6,5
6,2
5,9
D 1220 мм
D 1020 мм
D 820 мм
D 720 мм
1
2
3
4
5
6
Dп

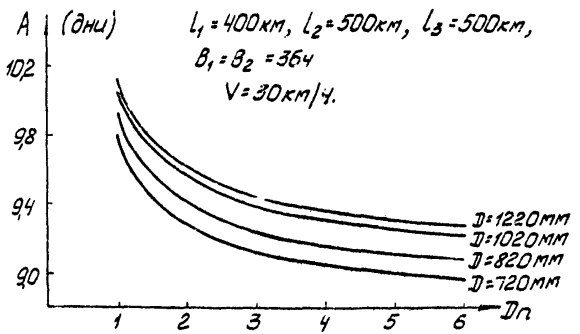

A (дни)
L_1=200 км L_2=400 км L_3=L_4=300 км
B_1=B_2=B_3=36 ч
V=20 км/ч
6,9
6,4
5,9
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
1
2
3
4
5
6
Dп

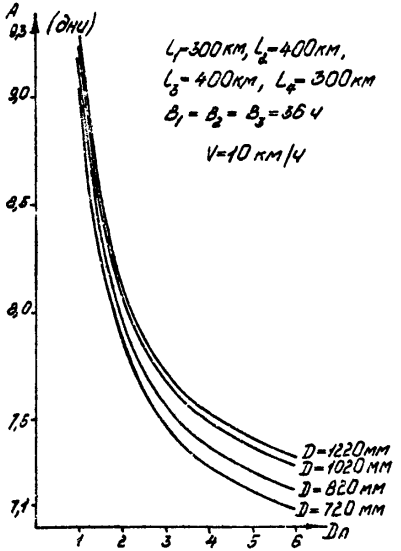

A (дни)
L_1=200 км, L_2=400 км L_3=L_4=300 км
B_1=B_2=B_3=36 ч
V=30 км/ч
6,5
6,2
5,9
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
1
2
3
4
5
6
Dп

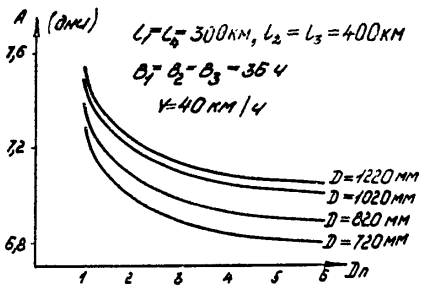

A (дни)
l_1=400км, l_2=500км, l_3=500км
B_1=B_2=36ч
V=10 км/ч
D=1220мм
D=1020мм
D=820 мм
D=720 мм
Dп

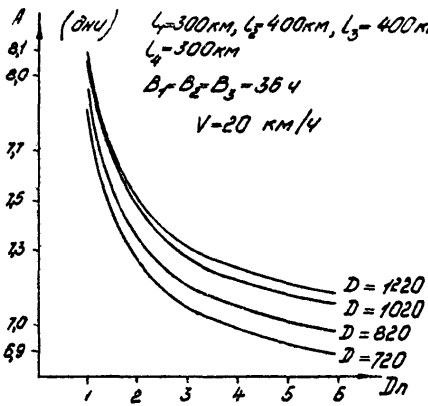

A (дни)
l_1 = 400км, l_2=500км, l_3 =500км
B_1=B_2 = 36ч
V=40 км/ч
D=1220мм
D=1020мм
D=820 мм
D=720 мм
Dп

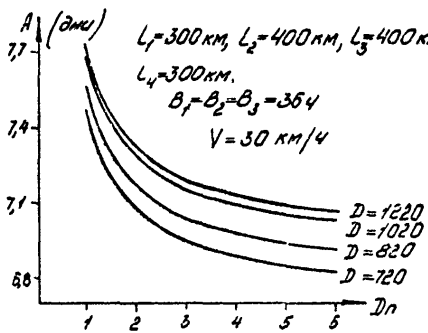

A
(дни)
l_1=400км, l_2=500км, l_3=500км
$B_1 = B_2$ =36ч.
V=20км/ч.
10,9
9,9
9,0
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
1
2
3
4
5
6
Dп

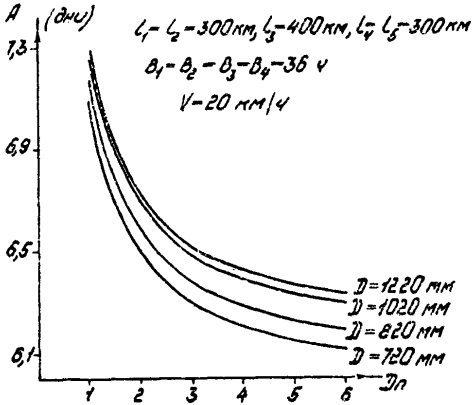

A
(дни)
l_1=400км, l_2=500км, l_3=500км,
$B_1 = B_2$ =36ч
V=30км/ч.
10,2
9,8
9,4
9,0
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
1
2
3
4
5
6
Dп

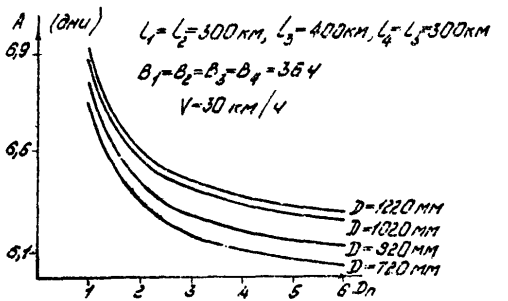

A
(дни)
8,3
8,0
7,5
7,1
l_1=300км, l_2=400км,
l_3=400км, l_4=300км
$B_1 = B_2 = B_3$=36 ч
V=10 км/ч
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
1 2 3 4 5 6 Dп

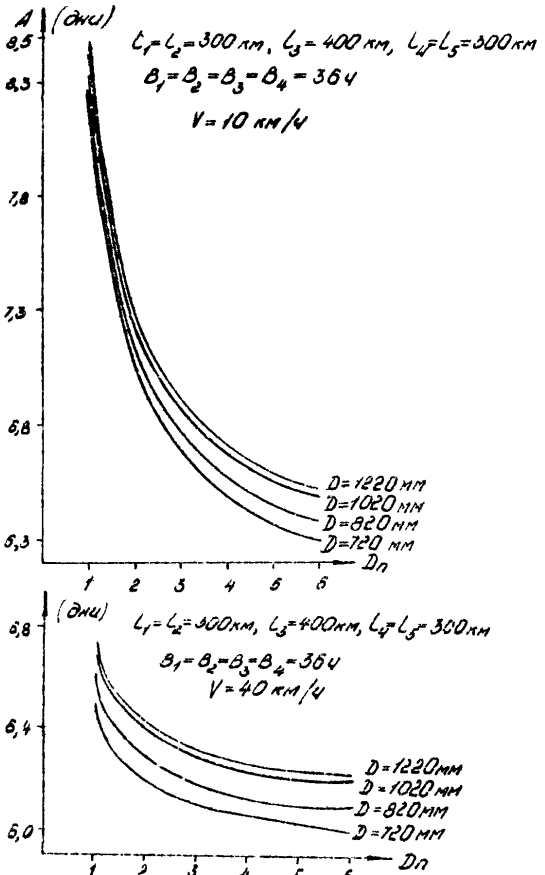

A
(дни)
7,6
7,2
6,8
$l_1 = l_4$= 300км, $l_2 = l_3$ = 400км
$B_1 = B_2 = B_3$ = 36 ч
V=40 км/ч
D=1220мм
D=1020мм
D=820мм
D=720мм
1 2 3 4 5 6 Dп

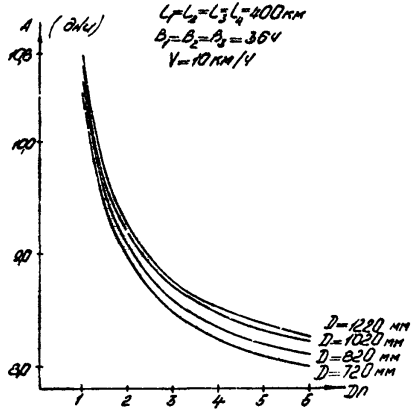

A
(отн)
8,1
8,0
7,7
7,5
7,3
7,0
6,9
L1=300км, L2=400км, L3=400км,
L4=300км
B1=B2=B3=36ч
V=20 км/ч
D=1220
D=1020
D=820
D=720
1
2
3
4
5
6
Dп

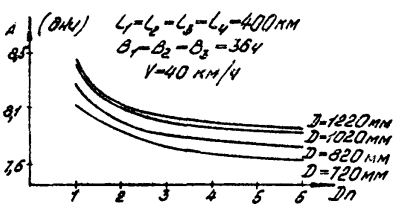

A
(отн)
7,7
7,4
7,1
6,8
L1=300км, L2=400км, L3=400км,
L4=300км.
B1=B2=B3=36ч
V=30 км/ч
D=1220
D=1020
D=820
D=720
1
2
3
4
5
6
Dп

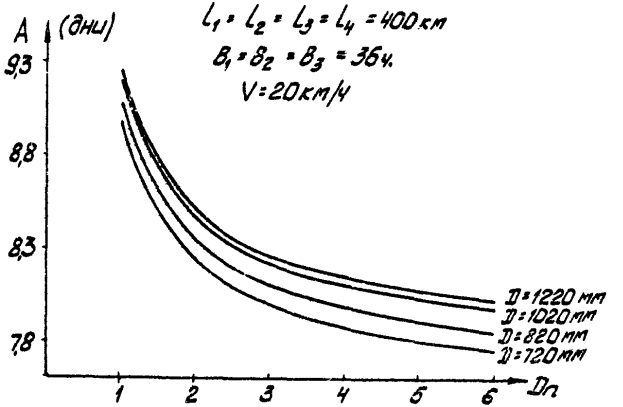

A
(дни)
$l_1 - l_2 = 300$ км, $l_3 = 400$ км, $l_4 = l_5 = 300$ км
$B_1 - B_2 - B_3 - B_4 = 36$ ч
$V = 20$ км/ч
7,3
6,9
6,5
6,1
D = 1220 мм
D = 1020 мм
D = 820 мм
D = 720 мм
1
2
3
4
5
6
Dп

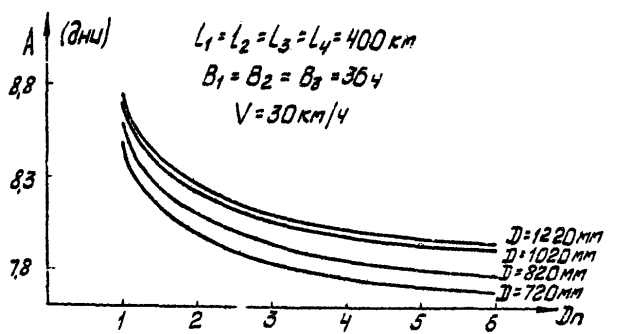

A
(дни)
$l_1 = l_2 = 300$ км, $l_3 = 400$ км, $l_4 = l_5 = 300$ км
$B_1 = B_2 = B_3 = B_4 = 36$ ч
$V = 30$ км/ч
6,9
6,6
6,1
D = 1220 мм
D = 1020 мм
D = 820 мм
D = 720 мм
1
2
3
4
5
6
Dп


А
(дни)
8,5
8,3
7,8
7,3
6,8
5,3
$L_1=L_2=300$ км, $L_3=400$ км, $L_4=L_5=300$ км
$B_1=B_2=B_3=B_4=36$ ч
V = 10 км/ч
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
Дл
1
2
3
4
5
6
(дни)
6,8
6,4
6,0
$L_1=L_2=300$км, $L_3=400$км, $L_4=L_5=300$км
$B_1=B_2=B_3=B_4=36$ ч
V = 40 км/ч
D=1220мм
D=1020 мм
D=820мм
D=720 мм
Дл
1
2
3
4
5
6


A (дНч)
$L_1=L_2=L_3=L_4=400$ км
$B_1=B_2=B_3=36$ ч
V=10 км/ч
10,8
10,0
9,0
8,0
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
1
2
3
4
5
6
Дп


A (дНч)
$L_1=L_2=L_3=L_4=400$ км
$B_1=B_2=B_3=36$ ч
V=40 км/ч
8,5
8,1
7,6
D=1220 мм
D=1020 мм
D=820 мм
D=720 мм
1
2
3
4
5
6
Дп


A
(дни)
$l_1 = l_2 = l_3 = l_4 = 400$ км
$B_1 = B_2 = B_3 = 36$ ч.
V = 20 км/ч
9,3
8,8
8,3
7,8
1
2
3
4
5
6
Dп
D = 1220 мм
D = 1020 мм
D = 820 мм
D = 720 мм


A
(дни)
$l_1 = l_2 = l_3 = l_4 = 400$ км
$B_1 = B_2 = B_3 = 36$ ч
V = 30 км/ч
8,8
8,3
7,8
1
2
3
4
5
6
Dп
D = 1220 мм
D = 1020 мм
D = 820 мм
D = 720 мм

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

I. РД 39-I-62-78. Методика определения показателей надежности магистрального нефтепровода. Уфа, ВНИИСПТнефть, I978.

2. Методика определения оптимального количества и размещения аварийно-восстановительных пунктов (АВП) однониточных магистральных нефтепроводов. Уфа, I976.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. 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 АВБ	I4
Список литературы	43

Р У К О В О Д С Т В О

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

РД 39-30-721-82

Издание ВНИИСПТнефти

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 ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru