МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

РД 39-30-494-80

gost.e-ecolog.ru

1981

Министерство нефтяной промышленности

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ, ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ "ВНИИСПТнефть"

УТВЕРЖДЕНА
Первым заместителем Министра
нефтяной промышленности
В.И.Кремневым
23 января 1981 г.

М Е Т О Д И К А
ОПТИМИЗАЦИИ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА
РД 39-30-494-80

1981

Настоящая "Методика" регламентирует способ и порядок расчета оптимальной величины резервов системы магистрального нефтепровода, устанавливает оптимальные стратегии управления резервами (надежностью), характерные для стадий проектирования и эксплуатации нефтепровода, использует системный подход для решения поставленной задачи оптимизации.

"Методика" составлена в лаборатории разработки требований по надежности к предприятиям-изготовителям и строителям магистральных нефтепроводов Л.С.Масловым и А.В.Росляковым.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика оптимизации резервирования проектируемого магистрального нефтепровода

РД 39-30-494-80

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности
от 23 января 1981 г. № 61

Срок введения установлен с 10.02.81 г.

Срок действия до 10.02.86 г.

Настоящая методика предназначена для проектных организаций, занимающихся проектированием (реконструкцией) технологических систем – магистральных нефтепроводов (СМН).

Методика основывается на сравнении по эффективности всех видов резервирования, имеющих место в практике проектирования СМН, последовательном выборе и введении таких видов резервирования, на базе которых достигается экстремум принятого критерия оптимальности.

Методика устанавливает зависимость оптимальной надежности системы от оптимальной величины и последовательности введения резервов, а также способов управления ими.

Методика применима для управления резервами в условиях эксплуатации СМН.

Методика может быть использована при проектировании и эксплуатации систем магистральных нефтепродуктопроводов (СМНП).

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. В качестве критерия эффективности резервирования СИН принимается коэффициент чувствительности, представляющий собой отношение приращения надежности системы к приращению ее стоимости (для каждого вида резервирования).

I.2. Приращение надежности (стоимости) определяется как разность между значениями надежности (стоимости) условной базовой системы и той же системы при изменении уровня ее резервирования введением условно принимаемой единицы резерва j-го вида.

I.2.I. В качестве условной базовой системы в зависимости от поставленной задачи оптимизации резервирования принимается либо нерезервированный нефтепровод (задача минимизации затрат), либо нефтепровод с известным уровнем резервирования, обусловленным существующими нормами проектирования (задача максимизации надежности).

I.3. Общей (основной) задачей резервирования СИН является определение экстремума целевой функции, связывающей затраты с уровнем резервирования при заданных (известных) ограничениях. Критерием оптимальности является минимум народнохозяйственного ущерба.

I.4. Для стадии проектирования основной задачей оптимизации резервирования СИН является обеспечение нормируемого (расчетного или директивного) уровня надежности системы минимизацией затрат на ее резервирование.

Критерий оптимальности задачи - минимум приведенных затрат.

I.5. Для стадии реконструкции основная задача оптимизации резервирования СИН формулируется аналогично I.4.

I.6. На стадии эксплуатации основная задача резервирования - максимально повысить надежность СИН при заданных (известных) затратах на резервирование.

Критерий оптимальности задачи – максимум надежности (директивные требования).

I.7. Методика позволяет на базе управления резервами (резервированием) регулировать надежность СИН.

I.8. Методика позволяет за счет использования оптимального резервирования снизить стоимость строительства СИН на стадии проектирования.

I.9. На стадии проектирования (окончательный вариант) устанавливается оптимальная структура системы и оптимальная функциональная взаимосвязь ее элементов (оптимальная величина всех видов резервирования), которые обеспечивают нормируемый уровень надежности.

I.I0. На стадии поэтапного ввода системы в эксплуатацию устанавливается порядок введения (последовательность) видов резервирования, который обеспечивает наиболее быстрое достижение нормируемого уровня надежности.

I.II. На стадии эксплуатации выбираются виды и величины резерва для обеспечения минимума народнохозяйственного ущерба при нарушениях процесса нормального функционирования системы (старение и износ элементов СИН, внезапные отказы, обусловленные случайными воздействиями) и поддержания нормируемого уровня надежности.

I.I2. В методике предусматривается в процессе решения задачи оптимизации резервирования проверка соответствия полученных результатов требованиям норм проектирования.

I.I2.I. Резервирование j -го вида должно быть практически осуществимо (имеются в наличии материальные и экономические средства для резервирования j-го вида) .

I.I2.2. Резервирование каждого вида должно давать существенный (не ниже заданного) выигрыш в надежности.

I.I2.3. Оптимальная величина каждого вида резерва должна обеспечиваться (ограничиваться)существующей номенклатурой его типоразмеров.

I.I3. Оптимизация резервирования СМН может ограничиваться несколькими видами (самыми эффективными), которые определяются по уровню значимости резервирования.

При этом экстремум критерия оптимальности может не достигаться (квазиоптимальное резервирование).

I.I4. Оценка экономического эффекта от оптимизации резервов может быть получена сравнением затрат на оптимизированный, согласно настоящей методике, резерв нефтепровода с затратами на резервирование ранее спроектированных нефтепроводов, эквивалентных по своим конструктивным и гидравлическим характеристикам.

2. МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

2.I. Оптимизация резервирования осуществляется аналитически, методом наискорейшего спуска или перебором и сравнением вариантов резервирования.

2.2. Магистральный нефтепровод представляет собой сложную транспортную технологическую систему и является элементом нефтеснабжающей системы (НСС) страны (приложение I).

2.3. В качестве объекта исследования НСС выбираем СМН.

2.4. Нерезервированная СМН имеет минимальную структуру, принимаемую как исходное условие при введении резерва (нулевая базовая точка расчета).

2.4.I. Насосные станции (НПС) не имеют резервных агрегатов и ЗИП к ним; агрегаты не имеют резерва мощности; резервуарный парк на станции имеет лишь технологический минимум; системы

технологического обслуживания и ремонта (СТОР), автоматики, телемеханики и КИП отсутствуют.

2.4.2. Перекачка на многониточных нефтепроводах ведется по каждому нефтепроводу отдельными насосными перекачивающими станциями, построенными на совмещенных площадках.

2.4.3. Линейная часть (ЛЧ) – участки между насосными станциями – представляет собой трубу в однониточном (многониточном) исполнении без линейных задвижек (линейных задвижек и перемычек) с толщиной стенки δ_{min}, определяемой по формуле

$$\delta_{min} = \frac{P_{раб} D_н}{2(\psi_1 R_2^н + P_{раб})}.$$

2.4.4. В СМН имеют место резервные элементы, классифицированные на базе минимизированной структуры (приложение 2).

2.4.5. Расшифровка обозначений, применяемых в методике, приведена в приложении 3.

2.4.6. Нефтепровод имеет толщину стенки труб, запроектированную по длине, согласно условию

$$\delta = f[P_{раб}(L)].$$

2.5. Линейные участки нефтепровода между станциями имеют примерно равную длину.

2.6. Поток отказов в СМН пуассоновский, распределение отказов по длине нефтепровода равновероятно.

2.6.1. Интенсивность отказов элементов СМН во времени постоянна

$$\lambda(t) = \lambda = const.$$

2.6.2. Параметр потока отказов элементов определяется из выражения

$$\omega(t) = \lambda = const.$$

2.6.3. Параметр потока отказов является аддитивной (слагаемой) величиной

$$\omega = \sum_{i} \omega_{i_{пч}} + \sum_{i} \omega_{i_{нпс}}.$$

2.7. Расчетная модель для зависимости стоимости СИН от ее надежности на стадии проектирования имеет вид

$$C_к = \sum_{j} C_{кj} = \sum_{j} C_{окj} \left(\frac{1 - R_{0j}}{1 - R_j} \right)^{a_j}.$$

2.7.1. Коэффициент a_j определяется полуэмпирически из уравнения, полученного логарифмированием модели 2.7:

$$a_j = \frac{\ln\left(1 + \frac{\Delta C_j}{C_{окj}}\right)}{\ln\left(\frac{1 - R_{0j}}{1 - (R_{0j} + \Delta R_j)}\right)}.$$

2.7.2. Модель 2.7. применима для видов резервирования, задаваемых или аппроксимируемых непрерывной функцией стоимости и надежности.

2.8. Для видов резервирования, задаваемых дискретной функцией стоимости и надежности (поэлементное резервирование), расчетная модель стоимости от надежности системы на стадии проектирования имеет вид

$$C_к = \sum_{j=1}^{m_r} n_j C_{окj}$$

2.9. Расчетная модель для зависимости затрат на эксплуатацию от надежности СИН имеет вид

$$C_э = \sum C_{эj} = \sum (C_{оэj} + y_j).$$

2.9.1. Модель 2.9. применима для видов резервирования, задаваемых или аппроксимируемых непрерывной функцией стоимости и надежности.

2.10. Для видов резервирования, задаваемых дискретной функцией стоимости и надежности, расчетная модель стоимости от надежности на стадии эксплуатации системы имеет вид:

$$C_э = \sum_{j=1}^{mr} (C_{ээj} n_j + y_j) .$$

2.11. Из практики эксплуатации систем получено соотношение

$$C_{ээj} \approx 0{,}1\, C_{окj} .$$

2.12. Расчетная модель для приведенных затрат СКН при выполнении условий 2.7.2., 2.9.1. имеет вид:

$$C = \sum_j C_{кj} E_{нj} + \sum_j C_{эj} = \sum_j \left[C_{окj} E_{нj} \left(\frac{1 - R_{эj}}{1 - R_j} \right)^{a_j} + C_{ээj} + y_j \right] .$$

2.12.1. Модель 2.12. используется при оптимизации резерва линейной части системы.

2.13. Расчетная модель для приведенных затрат при выполнении условий 2.8., 2.10. имеет вид

$$C = \sum_j C_{кj} E_{нj} + \sum_j C_{эj} = \sum_{j=1}^{mr} \left[n_j (E_{нj} C_{окj} + C_{ээj}) + y_j \right] .$$

2.13.1. Модель 2.13. применяется при оптимизации резерва насосных станций системы или количества задвижек.

2.14. Ущерб от отказов системы вычисляется согласно /2/ по формуле

$$y_j = \left[(З_в + y_н + y_ч)/R_j \tau + y_в + B_2 \beta_1 + A_2 \beta_2 \right] (1 - R_j) t .$$

2.15. Величина ущерба $У_0$ от одного отказа вычисляется по формуле (для структурного резерва)

$$y_c = З_в + y_н' \tau .$$

2.16. Для структурного резерва (линейные задвижки) $y_н'$ вычисляется по формуле

$$y_н' = \frac{y_н}{\tau_н - \tau_в} .$$

2.17. Зависимость надежности СМН от величины резерва для структурного резервирования имеет вид

$R = \prod_j R_j$ – последовательное соединение,

$R = 1 - \prod_j (1 - R_j)$ – параллельное соединение.

2.18. Зависимость надежности однониточной СМН от величины резерва для нагрузочного резервирования имеет вид

$$\omega_{лч}(\delta) = \frac{1}{x_1}\left(\frac{\delta_{max} - \delta_{min}}{\delta - \delta_{min}} - 1\right)^{\beta}.$$

2.18.1. Значение коэффициента β находится полуэмпирически логарифмированием уравнения 2.18.

$$\beta = \left| \frac{\ln \omega(\delta_{норм})}{\ln\left(\frac{\delta_{max} - \delta_{min}}{\delta_{норм} - \delta_{min}} - 1\right)} \right|.$$

2.19. Зависимость надежности однониточной СМН от величины резерва для временного резервирования (резервуарные парки) имеет вид:

$$R = \frac{1}{n}\sum_{k=1}^{n} R_k \quad ;$$

$$R_k = 1 - \frac{\Lambda}{\Lambda+\mu}\left[1 + \sum_{i=1}^{k-1} e^{-\mu i \frac{B}{2}} + \sum_{i=1}^{n} e^{-\mu(i-k)\frac{B}{2}}\right];$$

$$R_n = R_1 = 1 - \frac{\Lambda}{\Lambda+\mu}\left[1 + \sum_{i=1}^{n-1} e^{-\mu i \frac{B}{2}}\right];$$

$$\mu = \frac{1}{\tau}.$$

2.20. Зависимость надежности системы от величины резерва времени имеет вид

$$R = 1 - \frac{\Lambda}{\Lambda+\mu} e^{-\mu \frac{B}{2}}.$$

2.21. Зависимость надежности многониточной СМН от величины резерва для структурного и нагрузочного резервирования (резерв по прочности, число перемычек и линейных задвижек) имеет вид [3]

$$R = 1 - \frac{1}{r}\sum_{i=1}^{l} \tau_i \lambda_i \sum_{r1=1}^{r} (1 - y_{ir1}).$$

2.2I.I. Относительное снижение производительности многониточной системы от отказа линейного участка y_{iri} определяется согласно /3/, в зависимости от задаваемого условия :

$$y_{iri} = \sqrt[2-m_1]{(r-\alpha_{iri})^{-1}\left(A_1 r-\alpha_{iri} d_{вн\,ri}^{5-m_1} d_{вн_i}^{m_1-5}-\theta_1\right)}\left[1-\frac{d_{iri}}{r}\left(1-\frac{d_{вн_i}^{ri}}{d_{вн}^{ri}}\right)\right]^{2-m_1}$$

при $A_1 > 1$;

$$y_{iri} = \left[1+\alpha_{iri} r^{-1}\left(d_{вн}^{5-m_1} d_{вн_i}^{m_1-5}-1\right)\right]^{-\frac{1}{2-m_1}}\theta_2$$

при $A_1 = 1$.

2.2I.2. Коэффициент θ_1 определяется по формуле /3/:

$$\theta_1 = \left(d_{вн\,ri}^{5-m_1} d_{вн_i}^{m_1-5} + r\right)\left(p_{подп} + \Delta z \rho g\right) p_{раб}^{-1} .$$

2.2I.3. Коэффициент θ_2 определяется по формуле /3/

$$\theta_2 = \left(1-\frac{p_{подп}+\Delta z \rho g}{p_{раб}}\right)^{\frac{1}{2-m_1}} .$$

2.2I.4. Приведенный внутренний диаметр модели линейной части многониточной системы определяется по формуле /3/

$$d_{вн\,ri} = \sqrt{\sum_{i=1}^{I} d_{вн_i}^{2\,ri}} .$$

2.2I.5. Приведенный внутренний диаметр модели линейной части многониточной системы, имеющей отказавший участок, определяется по формуле /3/

$$d_{вн_i}^{ri} = \sqrt{d_{вн}^{2\,ri} - d_{вн_{i_1}}^{2\,ri}}, \qquad 1 < i_1 \leq I .$$

2.22. Для временного резервирования (резервуарные парки) многониточной СМН принимается модель 2.I9, модифицированная следующим образом:

интенсивности отказов λ и восстановлений μ вычисляются по формулам из 2.30, для трубы с приведенным внутренним диамет-

ром $d_{6n}^{(1)}$.

2.23. Зависимость стоимости СИН от величины структурного резерва имеет вид

$$C_к = C_{ок} + \sum_{i=1}^{n_i} C_{к_i} .$$

2.24. Зависимость стоимости от величины временного резерва имеет вид

$$C_к = C_{ок} + C_{0I} B.$$

2.25. Зависимость стоимости от величины нагрузочного резерва имеет вид

$$C_к = C_{ок} \left(\delta_{min} \right) + \gamma (\delta - \delta_{min})^{\alpha} .$$

2.26. Величина нормируемого уровня надежности (до оптимизации резерва) устанавливается согласно /4/.

2.27. Значение δ_{max} (для условно безотказной ЛЧ СИН) определяется по формуле

$$\delta_{max} = \frac{A \delta_{норм} D_н}{D_н + 2\delta_{норм}(A-1)} .$$

2.28. Величина, характеризующая уровень нагрузочного резерва, определяется по формуле

$$A = \frac{R_c'' K_1 K_n}{\Psi_1 R_1'' m} .$$

2.29. Параметр потока отказов ω связан с показателем надежности R функциональной зависимостью

$$R = f(\omega) = \frac{1}{1+\omega\tau} .$$

2.30. Значения параметров ω и τ нефтепровода как функции диаметра и длины системы взяты из /3/ :

$$\omega = 0{,}454 \cdot 10^{-6} D_н \left(\frac{1}{\text{час} \cdot 1000 \text{ км}} \right);$$

$$\tau = 12{,}2 + 0{,}0395 D_н \text{ (час)}.$$

2.3I. Проверка соответствия решения задачи требованию I.I2.2. осуществляется по уровню значимости резервирования.

2.3I.I. Уровень значимости резервирования j-го вида определяется по формуле

$$З_j = \frac{R_{опт\,j} - R_{опт\,(j-1)}}{R_{опт\,j}} .$$

2.3I.2. Величина уровня значимости резервирования в настоящей методике принимается равной

$$З_{норм} = I0^{-4} .$$

2.3I.3. Резервирование j-го вида не рассматривается, если выполняется соотношение (требование I.I2.2.)

$$З_j \leq З_{норм} .$$

2.32. Выполнение требования I.I2.3. означает необходимость корректировки полученной оптимальной величины резерва в соответствии с имеющейся номенклатурой типоразмеров труб для ЛЧ и нормальными рядами насосов, резервуаров и арматуры.

2.32.I. Для резервов, вводимых в СКП дискретно, требование I.I2.3. эквивалентно требованию целочисленности оптимальной величины резерва. Корректировка оптимальной величины резерва осуществляется в сторону уменьшения до ближайшего по номенклатуре типоразмера (целого значения).

2.33. Методика позволяет выполнять расчеты по оптимизации резервов магистрального нефтепровода как вручную, так и с применением ЭВМ.

2.33.I. Ручной расчет по оптимизации резервов проиллюстрирован в приложении 4.

2.33.2. Для реализации расчетов по оптимизации резервов нефтепровода с помощью ЭВМ разработана программа (приложение 5 ÷ 8).

3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

3.I. Выдано конкретное задание на проектирование, реконструкцию системы или повышение ее надежности в эксплуатации.

3.2. На стадии ТЭО установлен нормируемый уровень надежности (определены затраты, выделенные на повышение надежности - для стадии эксплуатации).

3.3. Приняты критерии оптимальности ($min\ C$), ($max\ R$).

3.4. Определяются виды резервирования элементов системы.

3.5. Формируется целевая функция для оптимизации резервов системы.

3.6. Выбирается алгоритм оптимизации согласно принятому критерию оптимальности.

3.7. Определяется оптимальный резерв системы согласно принятым положениям 2.I - 2.32.

3.8. Определяется последовательность введения резерва в систему.

4. АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ

Минимизация приведенных затрат

4.I. Задается нормируемый уровень надежности $R_{норм}$

$$R_{норм} > R_0 .$$

4.2. Устанавливаются виды резервирования элементов системы. (с учетом требования I.I2.I.).

4.3. Вычисление коэффициентов α_j , упорядочение α_j по возрастанию.

4.4. Выбор $max\ \alpha_j$.

4.5. Для j -го вида резерва математическая модель задачи имеет вид 2.I2. (непрерывная целевая функция) или 2.I3. (дискретная целевая функция).

4.6. Оптимальная надежность для j -го резерва находится из уравнения (непрерывная целевая функция)

$$\frac{dC(R_j)}{dR_j} = 0 .$$

4.6.I. Для дискретной целевой функции вычисляются приведенные затраты для ряда значений кратностей резервирования, затраты сравниваются между собой, вычисления продолжаются, пока не будет достигнут критерий оптимальности - минимум приведенных затрат и вычислен оптимальный показатель надежности, переход к п. 4.8.

4.7. Оптимальный резерв j -го вида находится из уравнения

$C_{опт_j} = f(R_{опт_j})$ после преобразования его подстановкой

$R_{опт_j} = f(J_{опт_j})$ в уравнение $C_{опт_j} = f(J_{опт_j})$.

4.8. Проверяется выполнимость для j -го вида резерва требования I.I2.3.

4.8.I. Если ограничение 4.8. выполняется, то переходим к п.4.8.2., если нет, то значение резерва j -го вида корректируется в соответствие с ограничением 4.8. (в меньшую сторону).

4.8.2. Проверяется соотношение

$$З_j \leq З_{норм},$$

если оно выполняется, то резервирование j -го вида не рассматривается и J_j - принимается равной нуль, переход к п.4.II.

4.8.3. Запоминается скорректированное значение резерва j -го вида $J'_{опт_j}$.

4.8.4. Вычисляются надежность и стоимость системы, соответствующие $J'_{опт_j}$, т.е. $R_{опт_j} = R'_{опт_j}$, $C_{опт_j} = C'_{опт_j}$ из уравнений $R'_{опт_j} = f(J'_{опт_j})$, $C'_{опт_j} = f(J'_{опт_j})$ (например, из уравнений 2.7., 2.8.).

4.9. Проверка

$$R'_{опт_j} < R_{норм} .$$

4.I0. Если условие 4.9. выполняется, то переходим к п.4.II., если нет, то минимальные приведенные затраты найдены на данном шаге вычислений ($R'_{опт_j} = R_{норм}$), переходим к п.4.I4.

4.II. За начальное на следующем шаге вычислений принимается значение $R_{опт_j}$.

4.I2. Выбирается следующее (по убыванию) α_j .

4.I3. Вычисления повторяются с п.4.6. до тех пор, пока $R_{опт_j}$ не станет равно $R_{норм}$.

4.I4. Конец процедуры. Решением задачи является оптимальный резерв с упорядоченными по эффективности компонентами и минимальные приведенные затраты.

Максимизация надежности

4.I5. Заданы $\Delta C_{зад}$, R_{0_j} , C_0 .

4.I6. Устанавливаются виды резервирования элементов системы (с учетом требования I.I2.I).

4.I7. Вычисляются коэффициенты чувствительности α_j для всех видов резервирования :

$$\alpha_j = \frac{\ln(1 - R_{0_j}) - \ln(1 - R_j)}{\Delta C_j} .$$

4.17.1. Надежность системы после введения резерва находится из уравнения

$$C = f(R),$$

получаемого подстановкой $R = f(J)$ в уравнение $C = f(J)$ (например из уравнения 2.24. после исключения временного резерва подстановкой уравнения 2.19).

4.18. Сравниваются α_j и выбирается максимальное из них (упорядочение по возрастанию)

$$max\,\alpha_j > \alpha_i > \alpha_{i+k} > \ldots$$

4.19. Для j-го вида резерва ($\alpha_j = max$), математическая модель имеет вид 2,12:

$$C = C_{ok_j} E_{H_j} \left(\frac{1-R_{oj}}{1-R_j}\right)^{a_j} + C_{o3_j} + y_j .$$

4.20. Оптимальная надежность системы определяется из уравнения (для модели 2.12).

$$R_{optmj} = 1 - \left[\frac{E_{H_j} C_{ok_j} (1-R_{oj})^{a_j} a_j}{(3_{6_j} + y_{H_j} + y_{4_j})\frac{t}{T} + t y_o + (A_2\beta_2 + B_2\beta_1)t}\right]^{\frac{1}{a_j+1}} .$$

4.20.1. Для дискретной целевой функции вычисляются приведенные затраты для ряда значений кратностей резервирования, затраты сравниваются между собой, вычисления продолжаются, пока не будут достигнуты минимальные приведенные затраты и соответствующий им оптимальный показатель надежности, переход к п. .21.1.

4.20.2. Если $R_{optmj} < R_{oj}$, то это означает, что вводить резерв j-го вида в количестве J_j экономически нецелесообразно. Значению компоненты резерва J_j присваивается значение 0. Расчеты продолжаются для следующего по порядку коэффициента чувствительности (п.4.21.). Если все значения α_j рассмотрены, то переходим к п. 4.28.

4.2I. Определяется оптимальный резерв j -го вида (согласно п.4.I7.I.)

$$J_j = f(R_{опт_j}) .$$

4.2I.I. Проверяется выполнимость для j -го вида резерва требования I.I2.3.

4.2I.2. Если ограничение 4.2I.I. выполняется, то переход к п. 4.2I.3., если нет, то значение резерва j -го вида корректируется в соответствии с ограничением 4.2I.I. (в меньшую сторону):

$$J_{опт_j} = J'_{опт_j} .$$

4.2I.3. Проверяется выполнение соотношения

$$З_j \leqslant З_{норм} ;$$

если оно имеет место, то резервирование j -го вида не рассматривается, J_j - принимается равным нулю.

4.2I.4. Вычисляются стоимость и надежность системы, соответствующие скорректированной величине резерва j -го вида :

$$C_{опт_j} = f(J'_{опт_j}) ,$$

$$R_{опт_j} = f(J'_{опт_j}) .$$

4.22. Запоминается значение оптимального резерва j -го вида.

4.23. Вычисляется величина $\Delta C' = C_{опт_j} - C_э$.

4.24. Проверяется $\Delta C_{зад} - \Delta C' \leqslant 0$;

если условие выполняется, то оптимальная надежность не достижима, за оптимум принимается значение, соответствующее выделенным средствам $\Delta C_{зад}$, переходим к п.4.28., если условие не выполняется, то переходим к п.4.25.

4.25. Выбирается следующее (по убыванию) α_j ,

4.26. Вычисляется величина $\Delta C'' = \Delta C_{зад} - \Delta C'$.

4.27. Вычисления повторяются с пункта 4.19. до тех пор, пока $\Delta C''$ не станет равно нулю.

4.28. Конец процедуры. Решением задачи является оптимальный резерв с упорядоченными по эффективности компонентами J_j, максимальная (для заданных затрат) надежность $R_{опт j}$.

Приложение I

Пояснение к основным терминам и определениям

П.I.I. Надежность - комплексное свойство, определяющееся свойствами безотказности, долговечности, ремонтопригодности, сохраняемости /5/.

П.I.2. Нефтеснабжающая система - совокупность функционально и структурно взаимосвязанных средств технологического оборудования, транспорта, сооружений и эксплуатирующего персонала, предназначенная для выполнения регламентированного процесса, транспортирования и хранения нефти в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

Основная задача НСС - обеспечить процесс транспортирования и хранения нефти с заданными значениями показателей качества /6/ и ритма /7/ за требуемый интервал времени t при сохранении регламентированных условий эксплуатации.

Выполнение основной задачи НСС обеспечивается закладыванием при проектировании и поддержанием в эксплуатации нормируемого уровня ее надежности.

Нормируемый уровень надежности НСС достигается ее резервированием.

Для обеспечения высокого качества функционирования (повышения качества функционирования) НСС используются различные способы и средства ее резервирования, а также управление резервами как собственными (перераспределения резервов между элементами НСС при нарушении процесса функционирования одного из них), так и представляемыми другими системами (при нарушении процесса функционирования НСС, приводящего к значительному народнохозяйственному ущербу при недостатке или отсутствии у нее необходимого резерва).

П.I.3. Резервирование - метод повышения надежности системы введением дополнительных средств и возможностей сверх минимально необходимых для выполнения ею заданных функций. Резервирование - главнейший фактор, обеспечивающий существование (надежность) систем.

Под нерезервированной системой понимается система с минимизированными структурой и числом функциональных связей между элементами, способная (в идеальных условиях - при отсутствии физического износа и случайных воздействий) выполнять все заданные функции в полном объеме.

Отсутствие или недостаточное количество резервов приводит к отказам системы, проявляющимся в том, что ее надежность становится ниже нормативного уровня.

Последствия отказов для системы при отсутствии (недостатке) резервов j-го вида неодинаковы.

Если при отсутствии (недостатке) резерва j-го вида отказы вызывают частичное снижение качества функционирования системы, то такой резерв является (называется) второстепенным.

Если при отсутствии (недостатке) резерва j-го вида отказы вызывают полное прекращение функционирования системы, то такой резерв является (называется) главным.

Для главного резерва коэффициент чувствительности принимается максимальным (без вычислений) в остальном методика и алгоритм оптимизации не меняются.

П.I.4. Резервирование систем СМН рассматривается на самом низком уровне их организации - по элементам, что дает максимальный выигрыш в надежности.

П.I.5.СМН - объект, предназначенный для работы в НСС, эффективность его функционирования может быть оценена экономическими критериями.

СМН - восстанавливаемая система, в которой допускаются перерывы в работе ввиду ликвидации последствий отказов.

Критерий экономической эффективности СМН - функция от математического ожидания приведенных затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание за все время эксплуатации.

Показатель надежности СМН выбирается, исходя из необходимости обеспечения качества функционирования системы более высокого уровня, т.е. НСС и находится в интервале

$$0 < R < 1 .$$

П.1.6. Условиям п.1.5. для всех видов резервирования удовлетворяет показатель надежности СМН - коэффициент готовности, т.е.

$$R = K_{\Gamma} .$$

П.1.7. СМН - сложная технологическая система с последовательным, в смысле надежности, соединением основных функционально-неоднотипных нерезервированных элементов - насосных станций (НС) и линейной части (ЛЧ).

П.1.8. В СМН имеют место следующие виды резервирования, определяемые согласно /5/ (вводятся для обеспечения нормируемого уровня надежности).

Структурное резервирование - резервирование насосных агрегатов, секционирование однониточной системы линейными задвижками, секционирование и резервирование многониточной системы линейными задвижками и перемычками, введение новых конструктивных элементов в структуру системы для регулирования ее производительности перекачки и т.д.

Структурное резервирование - достигается как количеством резервных элементов, так и способом их соединения (скользящее и постоянное резервирование, схемы расстановки перемычек и задвижек на многониточных системах). Резерв в основном нагружен-

ний. Структурный резерв в зависимости от его целевого назначения обеспечивает свойство восстанавливаемости системы и качество ее функционирования.

П.I.9. Временное резервирование - в процессе функционирования системе представляется возможность израсходовать некоторое время для восстановления ее технических характеристик , нарушенных внезапными отказами (аварийный ремонт) и для разгрузки или заполнения резервуарных парков.

Временной резерв на техническое обслуживание и капитальный ремонт с остановкой перекачки, а также на периодические переиспытания ЛЧ принимается согласно существующих нормативов и в методике не оптимизируется, а учитывается как постоянная составляющая суммарного временного резерва.

Временной резерв обеспечивает свойство ремонтопригодности и качество функционирования системы.

П.I.I0. Нагрузочное резервирование - резервирование элементов системы - ЛЧ, насосных агрегатов, арматуры по прочности и энергетического оборудования по мощности.

Нагрузочное резервирование обеспечивает свойство безотказности системы и качество ее функционирования.

П.I.II. В настоящей методике не оптимизируется информационное и функциональное резервирование, так как для них не установлены соответствующие аналитические зависимости вследствие слабой изученности вопроса и недостаточно широкого применения в НСС и СИН.

П.I.I2. Все положения настоящей методики и алгоритм оптимизации могут практически без изменения использоваться при оптимизации резерва других объектов НСС.

Приложение 2

Классификация резервных элементов магистрального нефтепровода по видам резервирования

Таблица I

Номер	Вид резерва	Элементы магистрального нефтепровода	Свойство надежности	Функция преодоления влияния отказа	На какой стадии вводится	Использование в системе или для элемента
I	2	3	4	5	6	7
I.	Структурный	Параллельные нефтепроводы	Восстанавливаемость	Обеспечение качества и ритма функционирования системы в момент возникновения отказов и в течение времени восстановления за счет использования дополнительных элементов структуры	Проектирование, эксплуатация	Система
		Резервные нитки подводных переходов				ЛЧ элемент
		Лупинги				ЛЧ элемент
		Количество задвижек				ЛЧ элемент
		Резервные насосы				НПС элемент
		Степень резервирования вспомогательных систем НПС (дублирование)				НПС элемент
		ЗИП				ЛЧ, НПС элемент
		Количество резервных емкостей				НПС элемент
2.	Временной	Резервуарные парки (промежуточные)	Ремонтопригодность	Обеспечение качества функционирования в момент возникновения отказов и в течение вре-	Проектирование, эксплуатация	Система
		Резерв времени				Система

1	2	3	4	5	6	7
	СТОР		мени восстановления за счет использования дополнительного времени для выполнения задания			Система
	Квалификация обслуживающего персонала					НПС, ЛЧ элемент
	Задвижки как конструктивный элемент					ЛЧ элемент
	Регламентирование перекачки АСУТП					Система
	Аварийно-восстановительная служба (АВС)					Система
3. Информационный	Устройства для повторения кодов	Восстанавливаемость	Обеспечение функциональной надежности процесса передачи информации	Проектирование эксплуатация		НПС элемент
4. Функциональный	Изоляция (наружная и внутренняя)	Сохраняемость	Обеспечение процесса функционирования системы в условиях, близких к расчетным (с использованием свойства управления)	Проектирование, эксплуатация		ЛЧ элемент
	Электрохимзащита					ЛЧ элемент
	Способ прокладки нефтепровода					ЛЧ элемент
	Подпорные насосы					НПС элемент
	Здание насосной					НПС элемент
	Лупинг					
	Регуляторы давления					НПС элемент
	КИП и автоматика					НПС элемент

1	2	3	4	5	6	7
	Телемеханика					НПС элемент
	Перемычки и задвижки					ЛЧ элемент
	Производственно-технологическая связь					Система
5. Нагрузочный	Резерв по толщине стенки труб	Безотказность	Обеспечение качества и ритма функционирования системы в любой момент времени за счет облегчения режима функционирования	Проектирование, строительство, эксплуатация		ЛЧ элемент
	Качество труб					ЛЧ элемент
	Резерв производительности насосов					НПС элемент
	Резерв мощности насосов					НПС элемент
	Скачкообразность ввода мощностей нефтепровода (пропускной способности)					Система
6. Конструкционный	Вставка	Долговечность	Обеспечение качества функционирования системы во времени за счет выбора лучших конструктивных решений элементов	Проектирование, строительство, изготовление		ЛЧ Элемент
	Качество изготовления элементов системы					ЛЧ, НПС элемент
	Качество строительства					ЛЧ, НПС элемент
	Способы изоляции					ЛЧ элемент

1 2 3 4 5 6 7

Количество емкостей	Система
Испытания	ЛЧ элемент
Переиспытания	ЛЧ элемент
Схемы размещения задвижек и перемычек	ЛЧ элемент
Схемы соединения насосов	НПС элемент

Приложение 3

Обозначения, принятые в методике

δ_{min} – толщина стенки трубы, определяемая по условию обеспечения упругих деформаций, мм;

$P_{раб.}$ – рабочее давление в нефтепроводе, $км^{-2}$;

$D_н$ – наружний диаметр трубы, мм;

λ – интенсивность отказов, $час^{-I}$;

t – календарное время (плановое), год;

ω – параметр потока отказов, $час^{-I}$;

i – индекс суммирования;

$\omega_{i\,нас}$ – параметр потока отказов i –ой насосной станции, $час^{-I}$;

$\omega_{i\,уч}$ – параметр потока отказов i –го участка нефтепровода, $час^{-I}$;

R – показатель надежности системы;

$C_к$ – капитальные вложения в систему на стадии проектирования и строительства, руб.;

j – индекс видов резервов;

$C_{нкj}$ – капитальные вложения для нерезервированной системы, руб.;

R_j – показатель надежности системы после введения j –го вида резерва;

τ_0 – постоянная слагаемая среднего времени восстановления, определяемая возможностями системы ТОР;

$\tau_н$ – величина среднего времени восстановления системы, определяемая из опыта ее эксплуатации (по формуле 2.30.);

L – длина ЛЧ системы, км;

R_{0j} – начальная надежность;

a_j – коэффициент, характеризующий степень увеличения работ

по созданию резервированной системы по сравнению с нерезервированной;

$C_э$ - приведенные эксплуатационные расходы, руб.;

$C_{оэ_j}$ - эксплуатационные расходы, не зависящие от надежности системы, руб.;

$C_{э_j}$ - ежегодные издержки на эксплуатацию системы, руб.;

$У_о$ - удельный ущерб от простоя нефтепровода, руб.час$^{-I}$;

$У_с$ - ущерб от одного отказа системы, руб.;

$У_j$ - ущерб от отказов системы за год;

$Е_{н_j}$ - нормативный коэффициент экономической эффективности капвложений для j-го элемента системы (для нефтепроводного транспорта равный 0,12);

$З_{в_j}$ - затраты на восстановление одного отказа линейного участка нефтепровода, руб.;

$У_{н_j}$ - ущерб от потерь нефти при одном отказе, руб.;

$У_{ч_j}$ - ущерб от загрязнения окружающей среды при одном отказе, руб.;

Q' - удельная производительность системы в час;

τ - среднее время восстановления, час;

$К_I$ - коэффициент безопасности по материалу;

$К_н$ - коэффициент надежности;

m - коэффициент условий работы;

ΔC_j - расходы на введение единицы резерва j-го вида, руб.;

C_0 - затраты на систему (капвложения) до введения резерва, руб.;

α_j - коэффициент чувствительности;

$Э_j$ - компонента резерва j-го вида;

$R_{норм}$ - нормируемый уровень надежности;

$\Delta C_{зад}$ – средства, выделяемые на резервирование системы, руб. (для всех видов резервирования);

$\bar{C}_{0I}$ – стоимость единицы временного (парки) резерва, руб. $час^{-I}$;

ΔR_j – приращение надежности системы, обусловленное затратами на резервирование в размере C ;

mr – число резервируемых элементов;

X_I – доля отказов, обусловленных превышением давления, в суммарном потоке отказов;

δ_{max} – толщина стенки трубы, вычисленная по формуле /I/, в предположении, что давление равно максимально возможному (по условию обеспечения упругих деформаций), мм;

β – коэффициент;

Λ – интенсивность отказов системы, $час^{-I}$;

μ – интенсивность восстановлений системы, $час^{-I}$;

K – индекс числа участков;

n – число технологических участков на нефтепроводе;

B – временной резерв, час;

l – число ниток;

τ_i – среднее время восстановления i -ой нитки, час;

y_{ir} – относительное снижение производительности многониточной системы при отказах линейных участков;

C_{0I} – стоимость единицы резерва времени, руб. $час^{-I}$;

δ – варьируемая (переменная) толщина стенки трубы, мм;

α, γ – коэффициенты;

$\delta_{норм}$ – толщина стенки трубы, вычисленная для рабочего давления /I/, мм;

A – величина нагрузочного резерва;

$R_1^н$ - нормативное сопротивление (ременное), н/м^2;

$R_2^н$ - нормативное сопротивление (текучести), н/м^2;

m_1 - коэффициент, характеризующий режим течения нефти;

α_{irI} - число отключенных при отказе участков;

A_i - величина нагрузочного резерва i-ой нитки;

r - число участков между соседними насосными станциями;

rI - индекс нумерации линейных участков;

$d_{бн}^{rI}$ - внутренний диаметр модели линейной части многониточной системы на rI участке , мм;

$d_{бн_i}^{rI}$ - внутренний диаметр модели линейной части со вставкой многониточной системы на rI - участка, мм;

θ_I - поправочный коэффициент для гидравлических расчетов;

θ_2 - поправочный коэффициент;

ΔZ - разность геодезических отметок начала и конца нефтепровода;

$P_{подп}$ - давление, необходимое для подпора на последующей станции /3/;

ρ - плотность нефти, кг.м$^{-3}$;

g - ускорение свободного падения, м сек$^{-2}$;

$З_j$ - уровень значимости резервирования j-го вида;

$З_{норм}$ - нормативный уровень значимости резервирования задается из условия, что погрешность расчетов на более I%;

n_j - количество резервных элементов;

τ' - варьируемая слагаемая среднего времени восстановления, зависящая от величины резерва (для структурного резерва - величина времени стока нефти из поврежденного участка нефтепровода), час;

$y^I_н$ - удельный ущерб от потерь нефти, руб/час;

A_2, B_2 - коэффициенты для определения ущерба от простоя в системе переработки и добычи нефти соответственно /2/;

β_1, β_2 - коэффициенты, учитывающие снижение времени простоя в системе добычи и переработки нефти из-за наличия резервуарных парков соответственно.

Приложение 4

Пример расчета

Постановка задачи

Выдано задание на проектирование системы магистрального нефтепровода со следующими конструктивными и гидравлическими параметрами.

П.3.1. Длина L = 1000 км; $D_н$ = 720 мм,

П.3.2. Число ниток - одна;

П.3.3. Число технологических участков n=2; m_1= 0,25;

П.3.4. Число НПС согласно гидравлическим расчетам равно 7;

П.3.5. Годовая производительность Q = 18 млн.т в год$^{-1}$,
часовая производительность Q' = 2054,8 т.час$^{-1}$.

П.3.6. Рабочее давление $P_{раб}$ = 60 кгс.см$^{-2}$;

П.3.7. Плотность нефти 0,85 т.м$^{-3}$.

П.3.8. Материал трубы 14Г2СФ, т.е. $R_1^н$= 55 кгс.мм$^{-2}$;
$R_2^н$ = 38 кгс мм$^{-2}$.

Необходимо обеспечить резервированием нормируемый уровень надежности системы, оптимизируя величину резервов.

Резервирование осуществляется по элементам ЛЧ и НС.

В качестве нерезервированного элемента проектируемого магистрального нефтепровода рассматривается линейная часть со следующими конструктивными, геометрическими, стоимостными и надежностными параметрами.

П.3.9. Толщина стенки, вычисленная по формуле 2.4.2

$$\delta_{min} = 5,6 \text{ мм};$$

П.3.10. Среднее время восстановления τ складывается из собственно времени ремонта $\tau_в$ с учетом времени доставки аварийной бригады к месту повреждения и времени опорожнения нефтепровода τ'.

Первая составляющая времени восстановления τ_0 по данным ВНИИСПТнефть находится в интервале 20-30 час. для диаметров нефтепроводов 529-1020 мм, в настоящей задаче принимается τ_0 = 20 час (в методике не оптимизируется).

Вторая составляющая τ' зависит от диаметра нефтепровода, количества запорной арматуры (структурный резерв), профиля местности, плотности нефти и других причин; в настоящей задаче эта оптимизируемая составляющая τ' (начальное значение) принимается равной 121,4 час (на основании сравнения с величиной, определенной по формуле 2.30, для нефтепровода, имеющего структурный резерв, согласно существующим нормативам.

Таким образом среднее время восстановления нерезервированной ЛЧ системы равно 141,4 час.

П.3.11. Составляющие ущерба: y_0 = 1800 руб.час$^{-1}$, $З_в$ = = 2000 руб. восст.$^{-1}$, $У_н$ = 1600 руб. отк.$^{-1}$, $У_ч$ = 0 /2/;

П.3.12. Нормируемый уровень надежности ЛЧ-$Кг_0$ принимается равным 0,974 (уровень надежности СМН по /8/ - 0,96, при уровне надежности каждой НПС равном 0,998);

П.3.13. Затраты на ЛЧ (стоимость труб и строительство) принимаются согласно существующим нормам $C(\delta_{min})$ = 61060 руб/км.

П.3.14. Выбираются (назначаются) следующие, наиболее распространенные в практике проектирования СМН виды резерва, для которых получены аналитические зависимости "стоимость-надежность", "стоимость-резерв":

j = 1 - утолщение стенки трубы (нагрузочный резерв);

j = 2 - линейные задвижки (структурный резерв);

j = 3 - резервуарные парки (временной резерв);

j = 4 - резерв времени на проведение ТОР (временной резерв).

Согласно условию П.I.3. принимаем j = I - главный резерв, j = 2-4 - второстепенные резервы.

Полагаем, что условие I.I2.I. выполняется для всех видов резерва.

П.3.I5. В качестве критерия оптимальности принимаются минимальные приведенные затраты.

П.3.I6. Целевая функция задачи имеет вид 2.I2 (j =I,3,4) и вид 2.I3 (j = 2).

Решение

П.3.I7. Вычисляются надежностные параметры нефтепровода согласно модели 2.I8 ,2.I8.I, 2.29.

П.3.I7.I. Толщине стенки δ_{min} соответствует значение параметра потока отказов ЛЧ, равное бесконечности (напряжения в материале трубы от рабочего давления равны нормативному - $R_2^н$).

П.3.I7.2. Толщине стенки δ_{max} соответствует значение параметра потока отказов ЛЧ, равное нулю (в течение срока службы);

П.3.I7.3. Если $\omega(\delta_{min}) = \infty$, то $К_т\ (\omega) = 0$.

П.3.I7.4. Если $\omega(\delta_{max}) = 0$, то $К_т\ (\omega) = I$.

П.3.I8. Для нагрузочного резерва (j = I) вычисляем:

П.3.I8.I. По формуле из /I/

$$\delta_{норм} = 7 \text{ мм};$$

П.3.I8.2. По формуле 2.28.($К_I$ = I,47; $К_н$ = I; m = 0,9)

$$A = I,I3.$$

П.3.I8.3. По формуле 2.27.

$$\delta_{max} = 7,9 \text{ мм}.$$

П.3.I8.4. В качестве единицы резерва j-го вида (единица вариации) принимаем изменение толщины стенки трубы на 0,5 мм (согласно существующей номенклатуре типоразмеров),

П.3.18.5. Резервируя нефтепровод единичным нагрузочным резервом, получим

$$\delta = 5,6 + 0,5 = 6,1 \text{ мм}.$$

П.3.18.6. По формуле 2.30.

$$\omega(\delta_{норм}) = 0,366 \cdot 10^{-3} \text{час}^{-1}.$$

П.3.18.7. По формуле 2.18.1.

$$\beta = \left| \frac{\ln 0,366}{\ln\left(\frac{23}{1,4} - 1\right)} \right| = 2,28.$$

П.3.18.8. По формуле 2.18.

$$\omega(\delta) = 1,854 \cdot 10^{-2} \text{час}^{-1} \Big| \delta = 6,1.$$

П.3.18.9. По формуле 2,29

$$K_r(\delta) = 0,2762 \Big| \delta = 6,1.$$

П.3.19. Определяется стоимость ЛЧ до и после резервирования по формуле 2.25.

$$C(\delta) = 62860 \text{ руб.км}^{-1} \Big| \delta = 6,1.$$

П.3.19.2. $\Delta C = 1800000$ руб. (на всю трассу).

П.3.20. Скорость роста стоимости от надежности для главного вида резерва ($j = 1$) вычислим по формуле 2.7.1.

$$a_1 = 0,0875.$$

П.3.21. Оптимальную надежность после резервирования вычислим по формуле 4.20.1.

П.3.21.1. $K_{r_{опт}} = 0,94766$.

П.3.21.2 $\omega_{опт} = 0,39 \cdot 10^{-3} \text{час}^{-1}$.

П.3.22. Оптимальную величину резерва вычисляем по формуле 2.18., решая ее относительно $\delta_{опт}$

$$\delta_{опт} = 6,9 \text{ мм}.$$

П.3.23. Согласно ограничению I.I2.3 получим для $\delta_{опт}$ следующее значение:

$$J_1 = \delta_{опт} = 6{,}5 \text{ мм}.$$

П.3.24. Для скорректированной величины резерва вычисляем параметры надежности и стоимости ЛЧ системы, которые служат исходными при оптимизации остальных видов резерва.

П.3.24.I. $\omega(\delta) = 2{,}72 \cdot 10^{-3} \text{час}^{-1}$.

П.3.24.2. $K_г(\delta) = 0{,}722$.

П.3.24.3. $C(\delta) = 64300000$ руб.

П.3.24.4. $\tau = 141{,}4$ час.

П.3.25. Поскольку надежность ЛЧ после резервирования меньше нормативного уровня $K_{г_0}$, то процедура оптимизации резервирования продолжается.

П.3.26. Для структурного резерва ($j = 2$) в качестве единицы резерва принимаем одну линейную задвижку.

П.3.26.I. Стоимость монтажа и затраты на задвижку определяются по существующим нормам

$$\Delta C = 36300 \text{ руб.}$$

П.3.26.2. Секционирование ЛЧ задвижками уменьшает среднее время восстановления СМН (зависимость τ от количества задвижек принимается линейной).

П.3.26.3. Вычислим надежность СМН после резервирования

$$\tau = 20 + 60{,}7 = 80{,}7 \text{ час}.$$

П.3.26.4. По формуле 2.29

$$K_г(\tau)\big|_{\tau = 80{,}7} = 0{,}82.$$

П.3.27. Коэффициент чувствительности α_2 определяется по формуле 4.17.

$$\alpha_2 = I{,}74 \cdot 10^{-5}.$$

П.3.28. Для временного резерва ($j = 3$) в качестве единицы резерва (единица вариации) принимаем емкость резервуарного парка 5000 м^3, что соответствует временному резерву, равному 2 часам.

П.3.28.I. Вычислим надежность СИН после резервирования по формуле 2.I9

$$K_{\Gamma}(B)\big|_{B=2} = 0{,}7230 .$$

П.3.28.2. $\Delta C = 34460$ руб. - стоимость резервуарного парка емкостью 5000 м^3.

П.3.29. Коэффициент чувствительности α_3 вычисляется по формуле 4.I7.

$$\alpha_3 = I{,}04 \cdot I0^{-7}.$$

П.3.30. Для резерва времени ($j = 4$) в качестве единицы резерва принимаем I час.

П.3.30.I. Стоимость единицы резерва времени определяем как произведение средней по отрасли прибыли от перекачки I т нефти на производительность нефтепровода, соответствующую выбранной единице времени, т.е.

$$\Delta C = I{,}6 \cdot Q' = 3288 \text{ руб.}$$

П.30.2. Вычисляем надежность СИН после резервирования по формуле 2.20.

$$K_{\Gamma}(B)\big|_{B=I} = 0{,}7227.$$

П.3.3I. Коэффициент чувствительности α_4 вычисляется по формуле 4.I7.

$$\alpha_4 = 7{,}84 \cdot I0^{-7}.$$

П.3.32. Упорядочивая коэффициенты чувствительности α_j , в порядке убывания получим ряд

$$\alpha_2 \cdot \alpha_4 \cdot \alpha_3.$$

П.3.33. Поскольку самый эффективный вид резерва ($j = 2$) вводится дискретно, то для его оптимизации используется модель 2.13.

П.3.33.1. Вычисляются приведенные затраты как функция времени стока.

П.3.33.2. Увеличивая количество задвижек на единицу вычисляем для него значение времени стока и приведенные затраты.

П.3.33.3. Сравниваем полученное значение затрат с предыдущим.

П.3.33.4. Процедура продолжается до тех пор, пока приведенные затраты не станут минимальными.

П.3.33.5. Количество задвижек при этом будет оптимально.

П.3.33.6. Выполненные расчеты дают следующее значение оптимального резерва: $J_2 = 6$ задвижек на участке ЛЧ между соседними НПС, среднее время восстановления $\tau = 37{,}34$ час, надежность ЛЧ $K_{Г_{опт}} = 0{,}9078$, стоимость ЛЧ СМН после резервирования $C = 64517800$ руб. ($\tau_н = 33$ час, $У'_н = 123$ руб.час$^{-1}$).

П.3.34. Поскольку оптимальная надежность СМН после резервирования меньше нормативной, то процедура оптимизации продолжается.

П.3.35. Вычисляется скорость роста стоимости от надежности для резервирования $j = 4$ по формуле 2.17.1. (модель 2.12)

$$a_4 = 0{,}00119.$$

П.3.36. Оптимальную надежность СМН после резервирования вычисляем по формуле 4.20.1.

$$K_{Г_{опт}} = 0{,}9942.$$

П.3.37. Сравнивая оптимальную надежность СМН с $K_{Г_0}$ получим, что ограничение задачи выполняется, т.е. процедура оптимизации закончена.

$$K_{Г_{опт}} > K_{Г_0}.$$

П.3.38. Оптимальную величину резерва, соответствующего $K_{r_{опт}}$ вычисляем по формуле 2.20., решая ее относительно В

$$J_4 = B = 94,54 \text{ часа.}$$

П.3.39. Проверка оптимизированных видов резерва по уровню значимости показывает выполнимость условия I.I2.2.

$$\delta_j \gg \delta_{норм} \gg 10^{-5}.$$

П.3.40. Результатом решения задачи является:

определение оптимизированных разновидностей резервирования

$$j = \begin{cases} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{cases};$$

определение ряда чувствительностей α_j и упорядочение их по величине (убывания)

$$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_4, \alpha_3;$$

проведение оптимизации резервов;

$J_1 = 6,5$ мм, $J_2 = 6$ задвижек на участка между соседними НПС, $J_3 = 0$, $J_4 = 95$ часов.

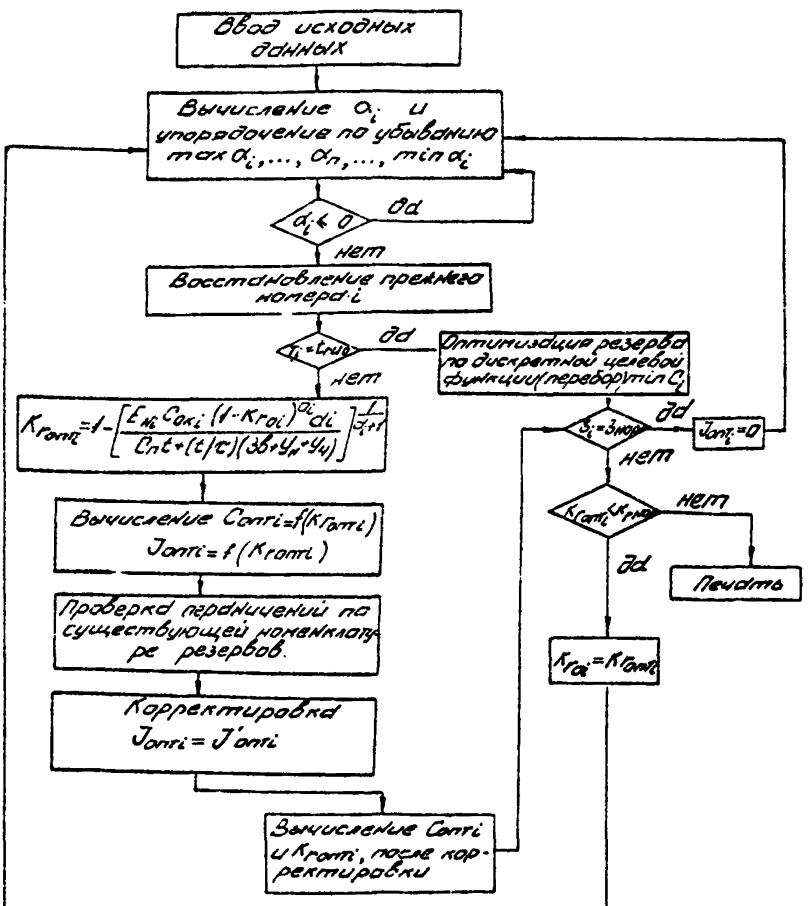
П.3.41. Результаты расчетов оптимального резерва в контрольном примере сведены в таблицу

Таблица 2

I	$J_{опт}$	$C_{опт}$	$K_{r опт}$
I	6,5	64300000	0,722
2	6	64517800	0,9078
3	0	-"-	-"-
4	95	64900160	0,96

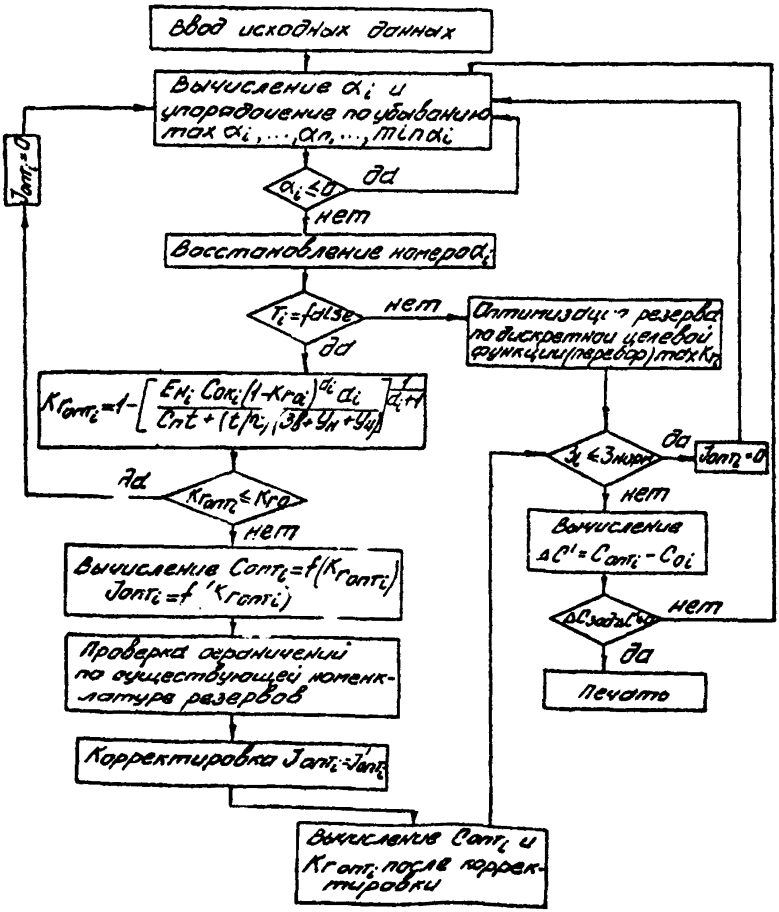
Приложение 5

Блок-схема алгоритма оптимизации резервирования (минимизация затрат)



Приложение 6

Блок-схема алгоритма оптимизации резервирования (максимизация надежности)



Приложение 7

Список идентификаторов и описание программы расчета оптимальных резервов нефтепровода

П.7.1. АС (i) – идентификаторы приращения стоимости при введении единицы резерва i-го вида;

АКГ (i) – идентификаторы приращения надежности при введении единицы резерва i-го вида;

$Д_{мин}$ – идентификатор минимальной величины нагрузочного резерва;

НИ (i, n) – идентификатор номенклатуры резервирования;

КТ (i) – идентификаторы вида целевой функции;

ЗНОР – идентификатор нормативного уровня значимости резервирования;

АКПН – идентификатор нормативного уровня надежности;

ЕН (i) – идентификатор нормативных коэффициентов эффективности капвложений;

АСОК (i) – идентификаторы капитальных затрат при резервировании i-го элемента;

АКГО – идентификатор уровня надежности нерезервированного нефтепровода;

ТАУ – идентификатор среднего времени восстановления;

ТТ – идентификатор календарного времени функционирования;

Зв (i) – идентификаторы затрат на восстановление от отказа;

УН (i) – идентификаторы затрат от потерь нефти;

УЧ (i) – идентификаторы затрат от ущерба по загрязнению окружающей среды;

$У_0$ - идентификатор собственного ущерба от простоя нефтепровода;

D_{max} - идентификатор максимальной величины нагрузочного резерва;

X_I - идентификатор весового коэффициента для вычисления параметра потока отказов;

B_I - идентификатор коэффициента нелинейности функции затрат от величины нагрузочного резерва;

NN - идентификатор для номенклатуры резервных элементов;

NI - идентификатор количества самостоятельных технологических участков нефтепровода;

Λ - идентификатор параметра потока отказов;

СКЗ6 - идентификатор стоимости единицы временного резерва (парки);

СК5 - идентификатор стоимости единицы нагрузочного резерва;

СКЗ7 - идентификатор стоимости единицы резерва времени;

АСОЭ (i) - идентификаторы эксплуатационных расходов при резервировании i-го элемента;

АСЭ (i) - идентификаторы приращения эксплуатационных расходов при введении единицы резерва i-го вида;

К,АВ,АА,ВВ,ВЕТА (i),*N*2 - рабочие идентификаторы;

АЛЬФА (i) - идентификатор коэффициентов чувствительности;

i - идентификатор вида резервного элемента;

АЛЬ - идентификатор коэффициента нелинейности функции стоимости для нагрузочного резерва;

НИОП (i) - идентификаторы оптимальных величин резервов;

АСОП (i) - идентификаторы оптимальной стоимости;

Ni, А (i), СС (к) - рабочие идентификаторы;

АКГОП (i) - идентификатор оптимального коэффициента готовности;

З (i) - идентификатор уровня значимости резервирования;

A2, B2 - идентификаторы для составляющих ущерба от простоя в системе добычи и переработки нефти соответственно;

БЕТА I, БЕТА 2 - идентификаторы коэффициентов, учитывающих снижение времени простоя в системе добычи и переработки нефти из-за наличия резервуарных парков.

Описание программы

П.7.2. - идентификатор - МИНИМ.

П.7.3. Язык программирования - "Фортран-4" для ЭВМ МИНСК-32.

П.7.4. Оборудование - IЕК, IУП, 2НМЛ.

П.7.5. Назначение программы - для расчета оптимального резерва магистрального нефтепровода.

П.7.6. Входная информация - перфорируется на перфокартах.

П.7.7. Выходная информация - печатается на АЦПУ в виде таблиц, которые приводятся в контрольном примере (Приложение № 4).

П.7.8. Программы СМО, используемые в задаче: ФВЫ, ln, float, ФДЦ, power, exp, ФИПЦ, ФПГ, ФЦГ.

П.7.9. Программа занимает:

2417 - ячеек индексного поля;

42 - ячеек рабочего поля;

I703 - ячеек общего поля.

П.7.I0. Инструкция по эксплуатации программы:

установить на НКЛ магнитную ленту с программой "МИНИМ";

на ЕК установить пакет ПК с исходными данными;

на пульте оператора набрать директиву;

БИ - АААААА; ПМО * ЛЛЛЛА * МИНИМ 00I30 ЛС 04001 ф

№	Сообщение ЭВМ	Действие оператора
1	? FFF	* N 0

П.7.II. Инструкция по подготовке исходных данных:

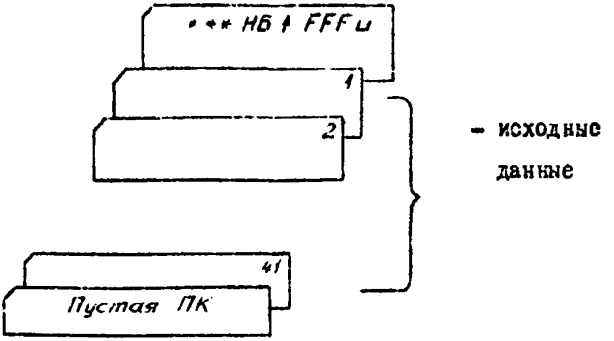
Входная информация перфорируется на ПК следующим образом.

№ карты	параметры	формат
I.	n, n', T_i	I 3, I3, 45I1
2 - I0	ΔC_i	F9.0, F9.0, F9.0, F9.0, F9.0
II - I5	ΔK_{T_i}	9 F7. 5
I6	δ_{min}, δ_{max}, x_i	5 F5.2
I7 - I9	E_{H_i}	I5 F4.2
20 - 24	C_{OK_i}	5F9.0
25 - 29	$У_{H_i}$	9F7.0
29 - 33	$У_{Ч_i}$	9F7.0
34 - 38	$З_{б_i}$	9F7.0
39	B_i, λ, α, $З_{норм}$, $K_{T\ норм}$, K_{T_0}	3F6.4, 3F6.5
40	$\bar{C}_{K2}$, C_{K2}, B 2, A 2	4F6.0
4I	C_{K5}, $У_0$, t, τ	F7.0, 2F5.0, F3.0

Недостающие десятичные знаки в целой части числа заполняются пробелами или нулями слева;

недостающие десятичные знаки в дробной части заполняются справа нулями.

П.7.I2. Макет задания ввода исходных данных



П.7.I3. Входные данные δ_{min} , δ_{max} , β предварительно вычисляются вручную по формулам 2.4.3., 2.27., 2.I8.I. соответственно.

П.7.I4. Если резерв j-го вида не используется при проектировании магистрального нефтепровода, то в качестве исходных данных о стоимости этого резерва должны вводиться любые отрицательные числа, т.е. АС (i) < 0 (ΔС < 0).

П.7.I5. Непрерывной целевой функции соответствует значение признака T_j = *false* или КТ (i) = I, дискретной T_j = *true* или КТ (i) = 0.

П.7.I6. Массивы АС (i) ; АКГ (i), Зв (i), УН (i), У4 (i), АСОК (i), АСОЭ (i), АСЭ (i) формируются на базе статистических данных о надежности и затратах на резервирование магистрального нефтепровода.

Приложение 8

Текст программы МИНИМ

```
      SUBROUTINE МИНИМ
      COMMON/ДАННЫ/АС(45),АКГ(45),ДМИН,ЖИ(45,3),
     АКТ(45),ЗНОР,АКГН,ЕН(45),АСОК(45),АКГО,ТАУ,ТТ,
     А88(45),УН(45),У4(45),УП,ДМАХ,Х1,В1,NN,N1,Л,СК36,СК5,СК37,
     ААЛЬ,ЖИОП(45),АСОП(45),I
     А,АС09(45),АС3(45)
     А,АЛЬФА(45),ВЕТА(45),А(45),АКГОП(45),СС(45)
     А,З(45)
      WRITE(ПЧ1,501)
501   FORMAT(3Х,1НI,2Х,1Н:,3Х,3НЖОП,1Х,1Н:,3Х,3НСОП,3Х,1Н:,
     А3Х,4НКГОП,3Х,1Н:)
500   FORMAT(3Х,I3,1Н:,F10.3,1Н:,1Х,F8.0,1Н:,3Х,F7.5,1Н:)
      READ(ВК1,101)N1,NN,(КТ(I),I=1,45)
101   FORMAT(213,45I1)
      READ(ВК1,200)(АС(I),I=1,45)
200   FORMAT(9F9.0)
      READ(ВК1,201)(АКГ(I),I=1,45)
201   FORMAT(9F7.5)
      READ(ВК1,202)ДМИН,ДМАХ,Х1,ВЕТА1,ВЕТА2
202   FORMAT(5F5.2)
      READ(ВК1,203)(ЕН(I),I=1,45)
203   FORMAT(15F4.2)
      READ(ВК1,200)(АСОК(I),I=1,45)
      READ(ВК1,204)(УН(I),I=1,45)
204   FORMAT(9F7.0)
      READ(ВК1,204)(У4(I),I=1,45)
      READ(ВК1,204)(З8(I),I=1,45)
      READ(ВК1,205)В1,Л,АЛЬ,ЗНОР,АКГН,АКГО
205   FORMAT(3F6.4,3F6.5)
      READ(ВК1,206)СК36,СК37,В2,А2
206   FORMAT(4F6.0)
      READ(ВК1,207)СК5,У0,ТТ,ТАУ
207   FORMAT(F7.0,2F5.0,F3.0)
      READ(ВК1,300)(АС09(I),I=1,45)
      READ(ВК1,400)(АС3(I),I=1,45)
300   FORMAT(9F8.0)
400   FORMAT(15F5.0)
      DO 1 I=1,45
      AB=1.-АКГО
      AA=AB-АКГ(I)
      AA=LN(AA)
      BB=LN(AB)
      АЛЬФА(I)=(AA-BB)/АС(I)
    1 ВЕТА(I)=АЛЬФА(I)
      I=1
      K=1
    6 IF(BETA(I)-BETA(I+K))2,3,4
    3 BETA(I)=BETA(I)+9.000000000001
      GO TO 4
    2 AA=BETA(I)
      BB=BETA(I+K)
      BETA(I+K)=AA
      BETA(I)=BB
    4 K=K+1
      IF(I+K-45)6,6,7
    7 I=I+1
      IF(I-44)6,6,8
```

```
  8 CONTINUE
    DO 5 J=1,45
    I=1
12  IF(BETA(J)-АЛЬФА(I))10,11,10
10  I=I+1
    GO TO 12
11  IF(1-KT(I))13,13,14
13  AA=1.+AC(I)/AC0K(I)
    AA=LN(AA)
    AB=1.-AKГ0
    BB=AB-AKГ(I)
    A1=AB/BB
    A1=LN(A1)
    A(I)=LN(AA)/LN(AB)
    AA=(AB**A(I))*A(I)
    AA=AA*EH(I)*AC0K(I)
    BB=3B(I)*УН(I)*У4(I)
    BB=BB*(TT/TAУ)
    BB=BB*У0*TT
    BB=BB*(B2*BETA1*A2*BETA2)*TT
    BC=A(I)*1.
    BC=1./BC
    AKГОП(I)=1.-(AA/BB)**BC
    IF(I-12)15,16,15
15  IF(I-36)17,18,17
17  IF(I-37)14,20,14
14  K=1
    AKГОП(I)=AKГ0
    NI=0
80  AA=(1.-AKГОП(I))
    BB=AA/(AKГОП(I)*TAУ)
    AB=EH(I)*AC0K(I)*AC03(I)
    AB=AB*(EH(I)*AC(I)*AC3(I))*NI
    AB=AB*TT*(3B(I)*УН(I)*У4(I))*BB
    AB=AB*(У0*B2*BETA1*A2*BETA2)*AA*TT
    AKГОП(I)=AKГ0*K*AKГ(I)
    CC(K)=AB
    IF(NI-1)81,82,82
82  IF(NI-10)85,85,86
85  IF(CC(K+1)-CC(K))83,83,81
83  AГОП(I)=AC0K(I)*NI*AC(I)
    NГОП(I)=NI
    GO TO 21
81  K=K+1
    NI=NI+1
    GO TO 80
86  NI=0
    GO TO 82
16  AA=1.-AKГОП(I)
    AB=AA*X1
    AB=AB/TAУ
    AB=AB**(1./B1)
    AA=ДМАХ*AB*ДМИН
    BB=1.+AB
    ЖИОП(I)=AA/BB
    GO TO 21
18  ЖИОП(I)=0.
    N2=N1-1
```

```
   25 AA=0.
      DO 22 K=1,N2
      B=-(K*ЖИОП(I))/(ТАУ*2)
      AB=EXP(B)
   22 AA=AA+AB
      AA=AA*(Л/(Л+1./ТАУ))
      AA=1.-AA
      IF(AA-АКГОП(I))23,21,23
   23 ЖИОП(I)=ЖИОП(I)+1.
      GO TO 25
   20 AA=(1.-АКГОП(I))/Л
      AA=AA*(Л+1/ТАУ)
      AA=LN(AA)
      ЖИОП(I)=-2*ТАУ*AA
   21 DO 26 K=1,NN
      IF(ЖИОП(I)-ЖИ(I,K))28,27,26
   26 CONTINUE
      ЖИОП(I)=ЖИ(I,NN)
      GO TO 27
   28 IF(K-NN)29,29,30
   29 IF(K-1)30,30,31
   31 KK=K-1
      ЖИОП(I)=ЖИ(I,KK)
      GO TO 27
   30 ЖИОП(I)=0.
   27 IF(I-12)41,40,41
   41 IF(I-36)51,50,51
   51 IF(I-37)62,60,62
   40 АСОП(I)=АСОК(I)+СК5*(ЖИОП(I)-ДМИН)**АДЬ
      AA=(ДМАХ-ДМИН)/(ЖИОП(I)-ДМИН)
      AA=AA**B1
      AA=AA*ТАУ/X1
      АКГОП(I)=1.-AA
      GO TO 62
   50 АСОП(I)=АСОК(I)+СК36*ЖИОП(I)*(N1-1)
      N2=N1-1
      AA=0.
      DO 70 K=1,N2
      B=-(K*ЖИОП(I))/(2*ТАУ)
      AB=EXP(B)
   70 AA=AA+AB
      AA=1.+AA
      AA=AA*Л/(Л+1./ТАУ))
      АКГОП(I)=1.-AA
      GO TO 62
   60 АСОП(I)=АСОК(I)+СК37*ЖИОП(I)
      AA=ЖИОП(I)/(2*ТАУ)
      AA=EXP(-AA)
      BB=1./ТАУ
      BB=Л+BB
      BB=1./BB
      АКГОП(I)=1.-BB*AA
   62 З(I)=(АКГОП(I)-АКГО)/АКГОП(I)
      IF(З(I)-ЗНОР)63,63,64
   63 ЖИОП(I)=0.
      GO TO 5
   64 IF(АКГОП(I)-АКГН)66,66,67
   67 WRITE(ПЧ1,900)I,ЖИОП(I),АСОП(I),АКГОП(I)
      GO TO 5
   66 АКГО=АКГОП(I)
    5 CONTINUE
 1000 RETURN
      END
```

ЛИТЕРАТУРА

I. СНиП II-45-75 Нормы проектирования. Магистральные трубопроводы. М., Стройиздат, 1975.

2. Методика оценки ущерба от отказов объектов магистрального нефтепровода (РД 39-30-107-78). Уфа, ВНИИСПТнефть, 1979.

3. Методика расчета показателей надежности линейного участка магистрального нефтепровода в двухниточном исполнении с перемычками (РД 39-30-112-78). Уфа, ВНИИСПТнефть, 1979.

4. Методика установления нормативного уровня надежности линейной части магистрального нефтепровода (РД 39-30-298-79). Уфа, ВНИИСПТнефть, 1980.

5. ГОСТ 13377-75 Надежность в технике. Термины и определения. М., Изд-во стандартов, 1975.

6. ГОСТ 15467-70 Качество продукции. Термины и определения. М., Изд-во стандартов, 1970.

7. ГОСТ 23109-73. ЕСТД. Процессы технологические. Основные термины и определения. М., Изд-во стандартов, 1973.

8. Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (ВСН-17-77). М., Гипротрубопровод, 1977.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
I. Общие положения	4
2. Метод оптимизации резервирования магистрального нефтепровода	6
3. Постановка задачи	I4
4. Алгоритм оптимизации резервирования	
Минимизация приведенных затрат	I4
Максимизация надежности	I6
Приложение I. Пояснения к основным терминам и определениям	20
Приложение 2. Классификация резервных элементов	24
Приложение 3. Обозначения, принятые в методике	28
Приложение 4. Пример расчета	33
Приложение 5. Блок-схема алгоритма оптимизации резервирования (минимизация затрат)	4I
Приложение 6. Блок-схема алгоритма оптимизации резервирования (максимизации надежности)	42
Приложение 7. Список идентификаторов и описание программы расчета оптимальных резервов нефтепровода	43
Приложение 8. Программа для оптимизации резервов нефтепровода по критерию минимума приведенных затрат	48
Литература	5I

М Е Т О Д И К А

ОПТИМИЗАЦИИ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО НЕФТЕПРОВОДА

РД 39-30-494-80

Издание ВНИИСПТнефти
450055, Уфа-55, просп. Октября, 144/3

Подписано к печати 3.04.81г. ПО 3275
6. Уч.-изд.л. 2,4. Тираж 200 экз.
Заказ 81
Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru