Госгортехнадзор России

НТЦ «Промышленная безопасность»



Серия 27

Декларирование промышленной безопасности
и оценка риска

Выпуск 1

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОЦЕНКЕ СТЕПЕНИ РИСКА АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Руководящий документ

gost.e-ecolog.ru

002

Федеральный горный и промышленный надзор России
(Госгортехнадзор России)
ОАО «АК «Транснефть»

Серия 27

Декларирование промышленной безопасности
и оценка риска

Выпуск 1

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОЦЕНКЕ СТЕПЕНИ РИСКА АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Руководящий документ

2-е издание, исправленное

Москва
Государственное унитарное предприятие
«Научно-технический центр по безопасности в промышленности
Госгортехнадзора России»
2002

ББК 39.77
М54

Редакционная комиссия:
**Ю.А. Дадонов, М.В. Лисанов,
Ю.В. Лисин, А.С. Печеркин, В.И. Сидоров**

М54 **Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: Серия 27. Выпуск 1** / Колл. авт. — 2-е изд., испр. — М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002. — 120 с.

ISBN 5-93586-164-X.

Методическое руководство предназначено для оценки риска аварий на линейной части магистральных нефтепроводов, в том числе для прогнозирования частоты возникновения возможных аварий, объемов разливов нефти, а также масштабов компенсационных выплат за загрязнение нефтью окружающей природной среды.

Методическое руководство разработано НТЦ «Промышленная безопасность» по заказу ОАО «АК «Транснефть» в соответствии с Мероприятиями по выполнению решений Комиссии Правительства Российской Федерации по оперативным вопросам (протокол от 13.02.96 № 3).

ББК 39.77

Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России» (ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность») — официальный издатель нормативных документов Госгортехнадзора России (приказ Госгортехнадзора России от 19.03.01 № 32)

Официальное издание

ISBN 5-93586-164-X



© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002
© Госгортехнадзор России, 2002
© Оформление. Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002

За содержание нормативных документов, изданных другими издателями, Госгортехнадзор России ответственность не несет

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 4
1. Общие положения 5
2. Термины и их определения, сокращения и условные обозначения 7
2.1. Термины и их определения 7
2.2. Используемые сокращения 9
2.3. Основные условные обозначения 9
3. Методология оценки степени риска аварий на магистральных нефтепроводах 14
4. Этапы оценки степени риска аварий на магистральных нефтепроводах 16
5. Список использованной литературы 26
Приложение 1. Исходная информация, необходимая для оценки степени риска аварий на магистральных нефтепроводах 29
Приложение 2. Оценка частоты аварийных утечек нефти 42
Приложение 3. Расчет объемов утечки нефти и площадей загрязнения при авариях на магистральных нефтепроводах 49
Приложение 4. Оценка показателей риска аварийных разливов на магистральных нефтепроводах 59
Приложение 5. Балльная оценка факторов влияния состояния магистрального нефтепровода на степень риска 62
Приложение 6. Удельный экологический ущерб от загрязнения окружающей природной среды нефтью 104
Приложение 7. Период естественного восстановления почвенно-растительного покрова и водных объектов после нефтяного заражения 106
Приложение 8. Примеры оценки показателей риска 108

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Согласовано
письмом Госгортехнадзора России
от 07.07.99 № 10-03/418

Утверждено
приказом ОАО «АК «Транснефть»
от 30.12.99 № 152

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОЦЕНКЕ СТЕПЕНИ РИСКА АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

ВВЕДЕНИЕ

Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах предназначено для оценки (прогноза) частоты аварийных утечек из нефтепроводов, объемов аварийных разливов и потерь нефти, а также для оценки компенсационных выплат за загрязнение нефтью земель, водных объектов и атмосферного воздуха при авариях на линейной части магистрального нефтепровода.

Полученные оценки риска аварий нефтепроводов дают основу для разработки приоритетных мероприятий по повышению промышленной безопасности магистральных нефтепроводов, в том числе для организации диагностических и ремонтных работ на линейной части нефтепроводов.

Основу Методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах составляют нормативные документы Госгортехнадзора России (РД 08-120–96, РД 08-204–98, РД 03-357–00), Госкомэкологии России (в области оценки ущерба окружающей природной среде от аварий), Минтопэнерго России и ОАО «АК «Транснефть»» (РД «Методика оценки ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах»), научные разработки НТЦ «Промышленная безопасность», ВНИИГАЗ, МГУ им. М.В. Ломоносова, АЦ ГИН РАН, ФГЦС «Экология».

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах разработано авторским коллективом в составе: М.В. Лисанов, В.Ф. Мартынюк, А.С. Печеркин, В.И. Сидоров, Е.В. Ханин (НТЦ «Промышленная безопасность»), Л.Н. Морозова, И.В. Сахаров, А.Н. Чижов (АЦ ГИН РАН), А.А. Швыряев (МГУ им. М.В. Ломоносова), В.С. Сафонов (ВНИИГАЗ), С.И. Сумской (МИФИ), А.В. Явелов, И.А. Уткина (ФЦГС «Экология»), В.М. Зюзина (САПР ЦИАМ).

В разработке Методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах принимали участие Ю.В. Лисин, В.А. Галкин (ОАО «АК «Транснефть»).

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (далее — Методическое руководство) предназначено для оценки (прогноза) частоты аварийных утечек нефти вдоль трассы нефтепровода (технологический риск), оценки воздействия аварийных разливов нефти на различные компоненты окружающей природной среды (экологический риск) и проведения на основе полученных результатов мер по повышению промышленной и экологической безопасности.

1.2. Методическое руководство предназначено для специалистов ОАО «АК «Транснефть», Госгортехнадзора России, проектных и экспертных организаций, занимающихся транспортировкой нефти и нефтепродуктов.

1.3. Методическое руководство используется:

при проведении анализа опасностей и риска аварий магистральных нефтепроводов;

при разработке деклараций промышленной безопасности опасных производственных объектов магистральных нефтепроводов;

при оценке воздействия на окружающую среду магистральных нефтепроводов;

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

при проектировании, строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов;

при разработке регламента обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов;

при страховании ответственности за причинение вреда в случае аварии на магистральном нефтепроводе.

Полученные результаты могут быть использованы по усмотрению заказчика при проведении конкретных работ.

1.4. В Методическом руководстве в качестве аварийных разливов нефти понимаются разливы нефти объемом более 1 $м^3$ или загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема при условии, что превышены установленные стандарты качества воды для таких водоемов.

1.5. В Методическом руководстве окружающая природная среда представлена в виде системы, состоящей из следующих основных компонентов: земли, водных объектов, атмосферного воздуха.

Величина ожидаемого ущерба, который может быть нанесен негативным воздействием на окружающую среду, определяется как сумма ожидаемых ущербов для различных компонентов природной среды (в форме платы за сверхнормативное загрязнение природной среды нефтью и нефтепродуктами).

Расчет ожидаемого ущерба вследствие разлива нефти при авариях на магистральном нефтепроводе производится на основании действующих документов, регулирующих порядок начисления и уплаты платежей за загрязнение окружающей среды.

1.6. Методическое руководство целесообразно применять на практике с помощью специально разработанного программного обеспечения, в основу которого положено настоящее руководство.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

2. ТЕРМИНЫ И ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

2.1. Термины и их определения

Авария — разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

Авария на магистральном трубопроводе — авария на трассе трубопровода, связанная с выбросом и выливом под давлением опасных химических или пожаровзрывоопасных веществ, приводящая к возникновению техногенной чрезвычайной ситуации (ГОСТ Р 22.0.05–94).

Анализ риска или ***риск-анализ*** — процесс идентификации опасностей и оценки риска для отдельных лиц или групп населения, имущества или окружающей среды. Анализ риска заключается в использовании всей доступной информации для идентификации (выявления) опасностей и оценки риска аварии и связанных с ней ситуаций (РД 08-120–96).

Идентификация опасности — процесс выявления и признания, что опасность существует; определение ее характеристик (РД 08-120–96). Является одним из этапов анализа риска (оценки степени риска) аварий на нефтепроводах и включает сбор информации, деление (разбивку) трассы нефтепровода на участки и получение предварительных оценок опасности.

Негативное воздействие на окружающую природную среду — любые прямые или косвенные, немедленные или возникшие через какое-то время, вредные последствия аварии, в частности:

а) для людей, флоры и фауны;

б) для почвы, воды, воздуха и ландшафта;

в) для взаимосвязи между факторами, указанными в подпунктах «а» и «б».

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Вред окружающей природной среде — негативные изменения и последствия снижения качества природных ресурсов и среды обитания человека, биологического разнообразия и биопродуктивности природных компонентов, в конечном итоге — снижение эколого-ресурсного потенциала территорий. Понятие «вред» включает прямой и косвенный ущерб, а также убыток.

Опасность — источник потенциального ущерба, вреда или ситуация с возможностью нанесения ущерба (РД 08-120–96).

Потеря нефти — количество нефти, равное разнице между объемом нефти, вытекшей из поврежденного трубопровода, и объемом нефти, собранной в результате работ по ликвидации аварий и ее последствий.

Риск или ***степень риска*** — сочетание частоты (или вероятности) возникновения и последствий определенного опасного события. Понятие риска всегда включает два элемента: частота, с которой осуществляется опасное событие, и последствия этого события (РД 08-120–96). Риск оценивается соответствующими показателями, например ожидаемыми уровнями негативных последствий аварий в годовом исчислении (ожидаемым ущербом, вероятностью возникновения аварий с определенными последствиями и т.п.).

Риск экологический — вероятность возникновения неблагоприятных для природной среды и человека последствий осуществления хозяйственной и иной деятельности. (Инструкция по экологическому обоснованию хозяйственной и иной деятельности, утвержденная Минприроды России 29.12.95 г.).

Оценка риска или ***оценка степени риска*** — процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека, имущества или окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание.

Ущерб — выражение в денежной форме результатов вредного воздействия аварий и их последствий.

Убытки — материальные потери и финансовые издержки (прямые и косвенные) природопользователей (граждан, предприятий,

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

учреждений и организаций независимо от форм собственности), возникающие в результате ликвидации экологических последствий аварии и восстановления нарушенного состояния природной среды (отдельных ее компонентов), потери здоровья, порчи имущества и продукции природопользователей, упущенной выгоды от изменения состояния окружающей среды и природных ресурсов и т.п.

2.2. Используемые сокращения

АВБ — аварийно-восстановительные бригады;
КИТ — контрольно-измерительные точки;
КР — климатический район (по ГОСТ 16350–80);
РНУ (РУМН) — районное нефтепроводное управление;
МН — магистральный нефтепровод;
НПС — нефтеперекачивающая станция;
ЭХЗ — электрохимическая защита трубопровода;
СанПиН — санитарные правила и нормы;
СМР — строительно-монтажные работы;
СНиП — строительные нормы и правила;
ПОС — проект организации строительных работ;
ППР — проект производства строительных работ;
ПТЭ — правила технической эксплуатации нефтепровода;
РД — рабочая документация на нефтепровод;
ТР — технический регламент нефтепровода;
ТхПс — технический паспорт участка нефтепровода.

2.3. Основные условные обозначения

$Гр_i$ — группы факторов воздействия, определяющих вероятность возникновения аварии;

B^* — средняя балльная оценка трассы МН, полученная на основе балльной оценки каждого участка трассы;

F_n — балльная оценка n-го участка;

B_{ij} — балльная оценка j-го фактора в i-й группе (по 10-балльной шкале);

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

B_m — тип подводного перехода МН по классификации СНиП 2.05.06–85*;

F_{ij} — фактор влияния (i — номер группы, j — номер фактора в группе);

ρ_i — доля i-й группы факторов;

q_{ij} — доля j-го фактора в i-й группе;

$H_{нас}$ — плотность населения в трехкилометровой полосе вдоль трассы трубопровода, чел./км ;

J_i — количество факторов влияния в i-й группе;

I — количество групп;

$K_{вз}$ — коэффициент пересчета величины ущерба в зависимости от времени самовосстановления почв;

$K_и$ — коэффициент индексации величины ущерба в соответствии с уровнем индекса-дефлятора по отраслям экономики;

$K_{св}$ — процент охвата сварных стыков контролем физическими методами;

$K_{сб}$ — процент сбора вылившейся нефти службами эксплуатирующей организации;

$L_н$ — протяженность участка нефтепровода, заключенного между двумя НПС, км;

$L_{кв}$ — расстояние между катодными выводами при проведении контроля ЭХЗ, км;

$M_з$ — средняя масса потерь нефти, т;

$M_р$ — масса нефти, попавшей в водные объекты, т;

$M_{рз}$ — масса нефти, загрязнившей водные объекты, т;

$P_{доп}$ — допустимое давление в трубопроводе, Па;

$P_{исп}$ — испытательное давление в трубопроводе, Па;

$P_{раб}$ — рабочее давление в трубопроводе, Па;

$P_{факт}$ — фактическое давление в трубопроводе, Па;

P_1 — давление на выходе головной НПС, Па;

Q_{max} — максимальная подача насосного агрегата, м^3/с;

Q_0 — подача насосного агрегата, м^3/с;

Q° — расход нефти через аварийное отверстие, м^3/с;

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

R — один из показателей риска (степени риска);

R_d — показатель риска для оценки ожидаемого ущерба от загрязнения окружающей природной среды, руб./год;

$R_d^в$, $R_d^п$ и $R_d^а$ — ожидаемый ущерб от загрязнения нефтью водных объектов, земель и атмосферы соответственно, руб./год;

$R_d^{в(1т)}$, $R_d^{п(1т)}$, $R_d^{а(1т)}$ — удельный экологический ущерб (в расчете на 1 т вытекшей нефти) от загрязнения поверхностных вод, почвы и атмосферы соответственно, руб./(т/год);

R_{el} — показатель риска, характеризующий эффективную площадь выведения из естественного состояния сухопутных ландшафтов, м^2/год;

R_{er} — показатель риска, характеризующий эффективную площадь выведения из естественного состояния водных объектов, м^2/год;

R_{st} — показатель риска для оценки ожидаемой площади загрязнения сухопутных ландшафтов, м^2/год;

R_{sr} — показатель риска для оценки ожидаемой площади загрязнения водных объектов, м^2/год;

R_v — показатель риска для оценки ожидаемого объема потерь нефти при аварийных разливах из нефтепровода, м^3/год;

Re — число Рейнольдса;

$S_з$ — площадь загрязнения поверхности земли, м^2;

$S_п$ — площадь загрязнения водной поверхности, м^2;

$S_{дг}$ — площадь деградированных земель, м^2;

$S_{эфф}$ — эффективная площадь дефектного отверстия в нефтепроводе, м^2;

$S_0 = \pi D^2/4$ — площадь поперечного сечения трубопровода, м^2;

D — условный диаметр нефтепровода, см;

$t_в$ — температура воздуха, °С;

$\tau_{исп}$ — количество лет, прошедших с момента последнего испытания повышенным давлением;

$\tau_{КИТ}$ — количество лет, прошедших с момента проведения последних измерений защищенности трубопровода с помощью выносного электрода в контрольно-измерительных точках (КИТ);

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

$t_н$ — температура нефти, °С;

$\tau_{свз}$ — количество лет, необходимых для самовосстановления загрязненных земель;

$\tau_{сво}$ — время самовосстановления водных объектов;

$\tau_{сн}$ — количество лет, прошедших с момента проведения последних исследований трубопровода с помощью снарядов-дефектоскопов;

$\tau_{эксп}$ — продолжительность эксплуатации участка трубопровода, лет;

V — общий объем вытекшей нефти, м^3;

$V_з$ — объем нефти, загрязнившей землю, м^3;

$V_р$ — объем нефти, попавшей в водные объекты, м^3;

V_1 — объем нефти, вытекшей в напорном режиме, то есть с момента повреждения до остановки перекачки, м^3;

V_2 — объем нефти, вытекшей в безнапорном режиме, то есть с момента остановки перекачки до закрытия задвижек, м^3;

V_3 — объем нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки (до момента прибытия аварийно-восстановительных бригад или полного опорожнения отсеченной части трубопровода);

$V_{эфф}$ — ожидаемый годовой объем нефти, оставшейся на месте разлива после завершения ликвидационных работ, м^3;

$Z_м$ — геодезическая отметка точки аварии, м;

Z_1 — геодезическая отметка начала участка нефтепровода, м;

Z_2 — геодезическая отметка конца участка нефтепровода, м;

$h_{гр}$ — толщина слоя грунта над верхней образующей трубопровода, м;

dt^n_{ij} — координата границы n-го участка магистрали при анализе фактора F_{ij}, км;

da^n_{ij} — координата границы n-го участка для m-го природно-антропогенного объекта, км;

N — количество участков на трассе МН;

$h_{доп}$ — толщина слоя грунта, эквивалентная толщине дополнительного механического защитного покрытия трубопровода, м;

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

$h_в$ — средняя глубина водоемов в створах действующих подводных переходов, м;

h_m — глубина заложения нефтепровода, м;

h^* — перепад напора в точке истечения через отверстие, м;

$k_{вл}$ — интегральный коэффициент, показывающий, во сколько раз локальная интенсивность аварий отличается от среднестатистической для данной трассы;

τ_1 — интервал времени с момента возникновения аварии до остановки перекачки, мин;

τ_2 — интервал времени с момента остановки перекачки до закрытия задвижек, мин;

g — ускорение силы тяжести, м/с^2;

$q_{из}$ — удельная величина испарения с поверхности нефтяного пятна на земле, г/м^2;

$q_{ир}$ — удельная величина испарения с поверхности нефтяного пятна на воде, г/м^2;

λ_n — удельная частота (вероятность) аварий на участке МН, аварий/(км · год);

$\lambda_{ср}$ — среднестатистическая по отрасли интенсивность аварий за последние 5 лет, аварий/(1000 км · год);

λ — среднестатистическая частота аварий (интенсивность) для данной трассы МН, аварий/(1000 км · год);

λ^c_m — удельная частота аварий на участке с возникновением дефектных отверстий определенного размера (по эффективной площади дефектного отверстия в нефтепроводе $S_{эфф}$), аварий/(км · год);

$\rho_г$ — удельное электросопротивление грунта, Ом · м;

$f_{КИТ}$ — частота проведения измерений в КИТ, количество раз/год;

$\delta_{расч}$ — расчетное значение толщины стенки трубы, мм;

$\delta_{факт}$ — наименьшее (в пределах данного участка) фактическое значение толщины стенки трубы, см;

ρ — плотность нефти, т/м^3;

$\rho_в$ — плотность воздуха, кг/м^3.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

3. МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ РИСКА АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

3.1. Основные принципы оценки степени риска аварий вытекают из положений нормативных документов: Методических указаний по проведению анализа риска опасных промышленных объектов (РД 08-120–96), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 12.07.96 № 29, и Методики определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах, утвержденной Минтопэнерго России, 01.11.95 г.

3.2. Оценка степени риска линейной части МН проводится на основе идентификации опасностей и оценки риска отдельных участков, характеризующихся примерно одинаковым распределением удельных показателей риска по всей длине участка. Длина каждого участка трассы МН может быть скорректирована с учетом возможных последствий аварий (например, по наличию на прилегающей территории чувствительных к загрязнению компонентов окружающей природной среды).

3.3. Основные последствия при авариях, сопровождающихся разливом нефти, связаны с негативным воздействием нефти на окружающую природную среду. В связи с этим любой линейный участок МН представляет собой опасность и должен оцениваться определенными показателями риска.

3.4. Оценка степени риска в составе Методического руководства включает:

прогноз частоты аварийных утечек нефти на линейной части МН и оценку объемов утечки и потерь нефти (технологический риск);

оценку последствий аварийных утечек нефти для различных компонентов окружающей природной среды;

проведение (на основе полученных оценок риска) ранжирования участков трассы нефтепровода по степени опасности и приоритетности мер безопасности (управление риском).

3.4.1. Прогноз частоты аварийных утечек из МН проводится с учетом факторов влияния, которые объединены в следующие группы (приложение 2):

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

внешние антропогенные воздействия;
коррозия;
качество производства труб;
качество строительно-монтажных работ;
конструктивно-технологические факторы;
природные воздействия;
эксплуатационные факторы;
дефекты тела трубы и сварных швов.

Влияние факторов вышеперечисленных групп для каждого участка оценивается методом балльной оценки по 10-балльной шкале. Диапазон изменения и вклад каждого фактора в обобщенную балльную оценку определяется путем суммирования балльных оценок каждого фактора с помощью «весовых коэффициентов». Разработана методика оценки частоты аварии в предположении, что вероятность возникновения аварии пропорциональна величине обобщенной балльной оценки.

3.4.2. Оценка последствий аварийных утечек нефти для различных сценариев аварий включает определение:

объемов разлива и потерь нефти;

площади загрязнения сухопутных ландшафтов и водных объектов;

экологического ущерба как суммы компенсаций за загрязнение компонентов природной среды;

ущерба за уничтожение и негативные последствия для животного и растительного мира.

3.5. Для выбранных участков производятся расчеты показателей риска, количество и вид которых зависят от поставленных целей и задач по оценке степени риска. Перечень и источники необходимой информации приведены в приложении 1.

3.6. С помощью Методического руководства оцениваются показатели риска, характеризующие:

удельную (локальную) частоту аварийных утечек из нефтепровода n, определяемую на основе статистических данных по авариям на МН и балльной оценки технического состояния нефтепровода согласно приложениям 2 и 5;

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

частоту образования дефектного отверстия в зависимости от его площади $S_{эфф}$ (приложение 3);

ожидаемые среднегодовые потери нефти за счет аварийных разливов R_v (объем или стоимость потерь) (см. приложение 4);

ожидаемые среднегодовые площади загрязнения сухопутных ландшафтов R_{st} и водных объектов R_{sr} (приложение 4);

ожидаемый среднегодовой экологический ущерб как сумма штрафных санкций за загрязнение компонентов природной среды R_d (см. приложение 4);

выведенные из естественного состояния эффективные площади сухопутных ландшафтов R_{et} и водных объектов R_{er}, которые определяются на основе частоты аварий, средней площади разлива нефти и времени самовосстановления загрязненных компонентов природной среды (приложения 4, 6, 7).

3.7. Полученные показатели риска участков трассы МН используются для выявления приоритетов в мероприятиях обеспечения безопасности и выбора оптимальной стратегии технического обслуживания, диагностики и ремонта трубопровода. Кроме того, на основе анализа распределения показателей риска могут быть выбраны участки трассы МН, для которых необходимо более точно оценить показатели риска и разработать рекомендации.

4. ЭТАПЫ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ РИСКА АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Анализ риска аварий на МН проводится в четыре этапа. Схема проведения анализа риска приведена на рис. 1, в нее входят следующие этапы:

1. Планирование и организация работ.
2. Идентификация опасностей.
3. Оценка риска аварий.
4. Разработка рекомендаций по снижению риска.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

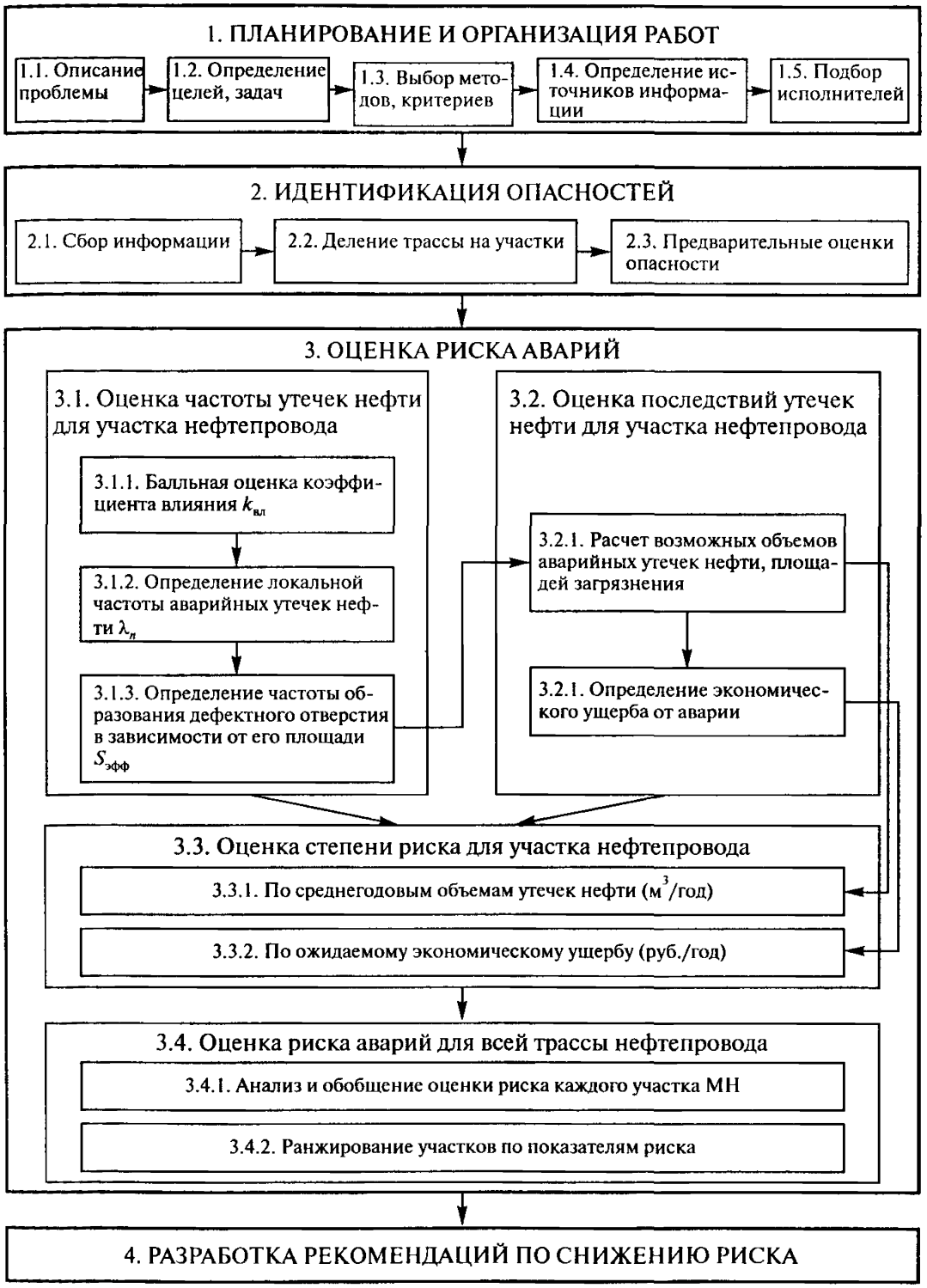

Рис. 1. Схема проведения анализа риска аварий на МН

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

4.1. На этапе «Планирование и организация работ» необходимо:

1) описать причины и проблемы, которые вызвали необходимость проведения оценки риска МН (декларирование промышленной безопасности, оценка воздействия на окружающую природную среду, требования органов местного самоуправления и пр.);

2) четко определить цели и задачи, в том числе выбрать показатели риска, которые будут оцениваться; указать ограничения исходных данных, финансовых ресурсов и другие возможности, определяющие глубину, полноту и детальность анализа;

3) выбрать методы и по возможности определить критерии приемлемого риска (по согласованию с заказчиком);

4) определить и описать возможные источники информации о состоянии МН и дать его общее описание;

5) подобрать необходимую группу исполнителей для проведения работ по оценке степени риска; оценить стоимость работ по оценке степени риска аварии МН; указать управленческие решения, которые могут быть приняты по управлению риском.

4.2. На этапе «Идентификация опасностей» необходимо:

1) осуществить сбор и анализ информации в соответствии с приложением 1;

2) произвести деление линейной части МН на участки;

3) выполнить анализ факторов, влияющих на риск, а также произвести (при необходимости) предварительные оценки опасностей.

4.2.1. Предварительная оценка опасностей производится на каждом отдельном участке трассы. Возможна первоначальная оценка для более крупных участков трассы в зависимости от поставленных целей при оценке риска. При этом:

1) границами участка могут быть месторасположение задвижек, насосных станций или места резкого изменения какого-либо значимого фактора (например, подводный переход, пересечение с транспортной коммуникацией, особенность рельефа местности, наличие населенного пункта и пр.);

2) примерная зона влияния возможных аварий нефтепроводов на компоненты окружающей природной среды колеблется от 200 м

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

(для наземного участка линейной части МН) до 3 км (для перехода через водную преграду). Ориентировочное значение длины сухопутного участка равно 1–3 км, при пересечении МН водных объектов длина участка соответствует протяженности перехода через водную преграду. Увеличение числа участков повышает точность оценки показателей риска вдоль линейной части, однако может привести к увеличению стоимости работ вследствие дополнительных затрат на сбор и обработку необходимой информации, поэтому, необходимо оптимизировать длину участка в соответствии с выбранными критериями.

4.3. На этапе «Оценка риска аварий» необходимо провести:

для каждого участка трассы МН:

1) оценку частоты утечек нефти, в том числе частоты образования дефектного отверстия в зависимости от величины его эффективной площади $S_{эфф}$;

2) оценку последствий аварий (возможных объемов разливов, площадей загрязнения, экономического ущерба, экологических показателей по времени самовосстановления компонентов окружающей природной среды);

3) оценку степени риска по выбранным показателям риска;

для всей трассы МН:

1) анализ и обобщение оценки риска каждого участка;

2) ранжирование участков по показателям риска.

4.3.1. Оценка частоты аварийных утечек из нефтепровода приведена в приложении 2, оценка последствий аварий (объем разлива и площадь загрязнения) — в приложении 3, оценка показателей риска — в приложении 4, оценка экологического ущерба — в приложениях 4, 6, 7.

4.3.2. После завершения оценки риска каждого n-го участка трассы строят зависимость для различных показателей риска R вдоль всей трассы. Эта зависимость будет иметь вид, изображенный на рис. 2, где $R_{(n)}$ — один из показателей риска для n-го участка, X_n — расстояние от начала трассы для n-го участка, L_n — длина n-го участка трассы МН, полученная в результате деления трассы МН на участки.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

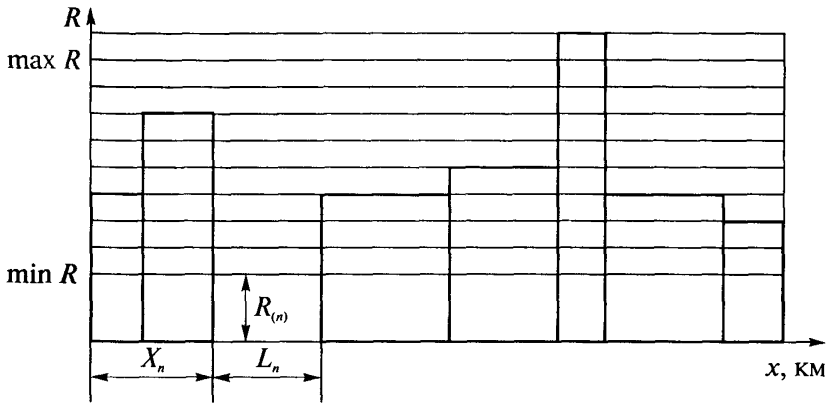

Рис. 2. Вид распределения показателя риска R вдоль трассы МН

4.3.3. На основе данных по оценке степени риска аварий на МН выделяют участки с наиболее высоким значением риска.

4.3.4. Разбив интервал изменения показателя риска {min R, max R} на равные отрезки и рассчитав суммарную длину различных участков МН L_s, характеризующихся одинаковым уровнем риска, например удельной частотой (вероятностью) аварий на участке МН λ_n, аварий/(км·год), можно построить распределение суммарной длины МН L_s по данному показателю R (рис. 3). Данная зависимость полезна при оценке объема работ по обеспечению безопасности трассы МН.

Степень риска аварий рекомендуется определять по табл. 1, где в качестве критерия используется среднегодовой ущерб, выраженный в тоннах потерянной нефти или в денежном исчислении на 1000 км длины МН. Допускается использование других критериев риска. Значения коэффициентов критериев зависят от состояния МН, региональных особенностей и возможностей по обеспечению безопасности.

4.3.5. Если показатель риска выше значения, которое может быть определено как значение «приемлемого риска», то могут быть приняты решения в целях более детального анализа и выработки рекомендаций по снижению риска.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

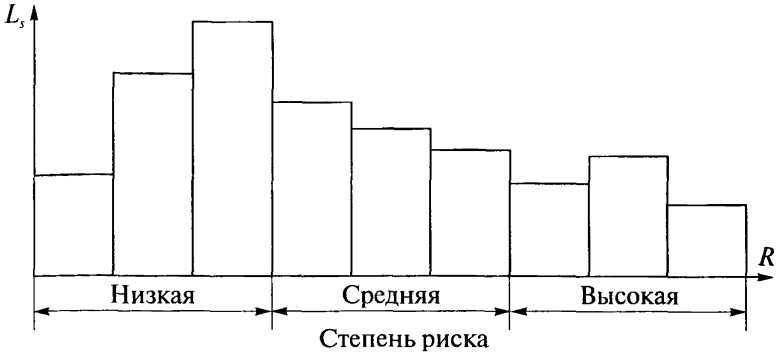

Рис. 3. Распределение суммарной длины участков L_s трассы по показателю риска R

Таблица 1

Критерии степени риска аварий на МН

Степень риска	Ожидаемый объем потерь нефти R_v, т/год, на 1000 км длины МН	Ожидаемый экологический ущерб R_a, руб./год, на 1000 км длины МН
Низкая	Менее 0,1	Менее 100 тыс.
Средняя	0,1–100	100–10 000 тыс.
Высокая	Более 100	Более 10 млн

4.4. На этапе «Разработка рекомендаций по снижению риска» подготавливаются рекомендации по оперативному и долговременному управлению процессом снижения риска в целях минимизации отрицательных последствий аварий и обеспечения промышленной безопасности МН.

4.4.1. Полученные оценки показателей риска представляют собой критерии аварийной опасности отдельных участков МН и, следовательно, могут использоваться для разработки оптимальной стратегии технического обслуживания, диагностики и ре-

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

монта трубопровода (управление риском). Кроме того, оценки риска для МН в целом могут быть положены в основу выбора долговременной инвестиционной стратегии, при проектировании и проведении экспертизы безопасности МН, для целей декларирования промышленной безопасности, страхования ответственности и аудита.

4.4.2. С помощью анализа распределения показателей риска вдоль трассы МН (см. рис. 2) решают две основные задачи:

1) разработку и сопровождение оптимальной стратегии диагностики и ремонта трубопровода;

2) определение требуемых мощностей и характера распределения по трассе служб ликвидации последствий аварийных разливов нефти.

4.4.3. Участки с максимальным уровнем риска R_v, характеризующим среднегодовые объемы утечек нефти, в первую очередь должны рассматриваться с точки зрения необходимости обследования, диагностики или ремонта. По завершении диагностических и ремонтных работ соответствующие оценки факторов должны быть скорректированы.

4.4.4. На базе показателей рисков R_{sl}, R_{sr}, R_{el} и R_{er} проводят оценку требований к службам ликвидации последствий аварийных разливов нефти на сухопутных ландшафтах и водных объектах.

Совместное использование показателей рисков R_{sl}, R_{sr} и R_{el}, R_{er} позволяет уточнить распределение служб, привлекаемых для ликвидации последствий аварий, вдоль трассы МН, при этом учитываются не только ожидаемые площади загрязнения (R_{sl}, R_{sr}), но и возможные экологические последствия аварий через эффективные площади загрязнения R_{el} и R_{er}.

4.4.5. Значения $R_d^{в}$, $R_d^{п}$ и $R_d^{а}$ могут быть использованы при формировании специального экологического фонда предприятия нефтепроводного транспорта, при проведении экологического аудита и экологического страхования МН, при разработке декларации промышленной безопасности объекта.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

4.4.6. Значения R_v и R_d могут быть использованы при проектировании для сравнения опасности различных вариантов прокладки МН или с существующими объектами трубопроводного транспорта.

4.5. Оценка степени риска завершается отчетом по результатам анализа риска.

4.5.1. Отчет по результатам анализа риска должен соответствовать требованиям Методических указаний по проведению анализа риска опасных промышленных объектов (РД 08-120–96) или иных документов, на основании которых проводится анализ риска (например, документов по декларированию промышленной безопасности). В отчете результаты анализа риска должны быть обоснованы и оформлены таким образом, чтобы выполненные работы и выводы могли быть проверены и повторены специалистами, которые не участвовали в первоначальном анализе.

4.5.2. Отчет по результатам анализа риска должен включать следующие структурные элементы (если нет специальных требований):

Титульный лист.

Список исполнителей с указанием должностей, научных званий, организаций.

Аннотацию.

Содержание (оглавление).

Введение.

Описание анализируемой нефтепроводной системы.

Исходные данные и их источники.

Методологию анализа риска, исходные предположения и ограничения.

Результаты идентификации опасностей.

Результаты оценки риска.

Рекомендации по снижению риска.

Заключение.

Список использованной литературы.

Приложения.

4.5.2.1. Во «Введении» обосновывается проведение анализа риска, цели и задачи работ, границы (местоположение) района работ, виды и

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

объемы выполняемых работ, сроки их проведения, состав исполнителей, отступления от программы работ, их обоснование и др.

4.5.2.2. В разделе «Описание анализируемой нефтепроводной системы» приводятся сведения об основных технологических характеристиках нефтепроводной системы (диаметр трубопровода, год ввода в эксплуатацию, количество ниток, рабочее давление, производительность МН, описание НПС, насосных агрегатов, конструкции переходов через водные преграды, пересечения с транспортными путями и др.). Должны быть приведены сведения о действующей системе обеспечения безопасности, включая систему управления процессом перекачки нефти, методы обнаружения утечек, характеристики арматуры, наличие аварийно-восстановительных пунктов, средств ликвидации аварий, ход выполнения мероприятий по повышению надежности и безопасности. Необходимо привести статистику происшедших аварий и неполадок, сведения о последствиях аварий и эффективности их ликвидации и другую информацию, позволяющую качественно оценить состояние безопасности МН.

4.5.2.3. В разделе «Исходные данные и их источники» дается подробное описание информации, содержащейся в каждом из источников, сопровождаемое анализом полноты, достоверности, репрезентативности рассматриваемой информации, ее достаточности с точки зрения использования в процедуре анализа риска. Приводится объяснение причин отсутствия необходимой информации.

4.5.2.4. В разделе «Методология анализа риска, исходные предположения и ограничения» рассматриваются особенности применения отдельных элементов методики, изложенной в настоящем Методическом руководстве, для конкретной нефтепроводной системы и имеющейся исходной информации. Анализируются ограничения, накладываемые на применение методики наличием «информационных пробелов», обосновываются предположения о возможном содержании отсутствующей информации. Делаются выводы о допустимости применения методики или ее отдельных элементов в условиях недостаточности исходной информации.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

4.5.2.5. В разделе «Результаты идентификации опасностей» описываются процедуры выделения участков анализа риска и предварительной оценки опасностей, включая оценку значимости факторов, влияющих на риск аварии.

4.5.2.6. В разделе «Результаты оценки риска» приводятся результаты расчетов показателей риска разлива нефти для всех участков нефтепровода, а также результаты всех промежуточных этапов расчетов. Расчеты документируются таким образом, чтобы обеспечить возможность их проверочного воспроизведения. В разделе приводятся результаты сравнительного анализа влияния различных факторов на частоту аварий на МН в целом и его отдельных участках. В состав раздела также включаются результаты ранжирования участков нефтепровода по показателям риска.

4.5.2.7. Раздел «Рекомендации по снижению риска» содержит перечень конкретных мероприятий, направленных на снижение частоты аварийных утечек из МН. Перечень мероприятий определяется на основе сведений о наиболее значимых факторах влияния, действующих на рассматриваемом участке МН. Рекомендации могут включать оценку временных, трудовых, материальных и финансовых затрат на проведение профилактических мероприятий по обеспечению безопасности. На основе сопоставления затрат и значений показателей риска планируется оптимальный график проведения мероприятий, выделяются объекты линейной части МН для первоочередного проведения профилактических работ.

4.5.2.8. В «Заключении» кратко рассматриваются основные результаты анализа риска. Должны быть выделены участки с наиболее высокими показателями риска и объяснены причины повышенной опасности этих участков. Приводятся основные выводы и рекомендации по снижению риска по итогам выполненных работ.

4.5.2.9. В «Списке использованной литературы» приводится в алфавитном порядке перечень фондовых, опубликованных материалов, нормативно-методических документов, использованных при составлении отчета.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

5. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Порядок уведомления и представления территориальным органам госгортехнадзора информации об авариях, аварийных утечках и опасных условиях эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта газов и опасных жидкостей (РД 08-204–98). Утвержден постановлением Госгортехнадзора России от 02.04.98 № 23.

2. Временное положение о порядке взаимодействия федеральных органов исполнительной власти при аварийных выбросах и сбросах загрязняющих веществ и экстремально высоком загрязнении окружающей природной среды (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 11.09.95 г., рег. № 946).

3. Временный порядок оценки и возмещения вреда окружающей среде в результате аварии. М.: Минприроды России, 1994. 38 с.

4. *Батоян В.В.* Принципы районирования территории СССР по устойчивости поверхностных вод к загрязнению при нефтедобыче // Ландшафтно-геохимическое районирование и охрана среды. М.: Мысль, 1983. С. 118–130.

5. ГОСТ 16350–80. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей. Утвержден Госстандартом 17.12.80 № 5857. М.: Изд-во стандартов, 1986.

6. ГОСТ 7.32–91. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления. Утвержден Госстандартом 26.02.91 № 175.

7. *Мазур И.И.*, *Иванцов О.М.*, *Молдаванов О.И.* Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. М.: Недра, 1990. 263 с.

8. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. Руководящий документ Минтопэнерго РФ, ОАО «АК «Транснефть». М.: Транспресс, 1996. 67 с.

9. Методические рекомендации по инженерно-геологическому обследованию линейной части магистральных нефтепроводов. Руководящий документ ОАО «АК «Транснефть». М., 1995.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

10. Методические рекомендации по проведению экологического обследования действующих магистральных нефтепроводов (проект, разработанный ФЦГС «Экология» в 1997 г.).

11. Разработка научно обоснованных методических рекомендаций по проведению экологического обследования действующих магистральных нефтепроводов. Отчет о НИР (2-й и 3-й этапы) / ФЦГС «Экология» (по заказу ОАО «АК «Транснефть»). М., 1996.

12. Оценка прочности и остаточного ресурса магистрального нефтепровода с дефектами, обнаруживаемыми внутритрубными инспекционными снарядами // Трубопроводный транспорт нефти. 1997. № 2.

13. СНиП 2.05.06–85*. Магистральные трубопроводы / Минстрой России. М.: ГУП ЦПП, 1997. 60 с.

14. *Шуйцев Ю.К.* Восстановительная способность растительности как основа прогнозного районирования (на примере нефтедобычи) // Ландшафтно-геохимическое районирование и охрана среды. М.: Мысль, 1983. С. 145–154.

15. *Лисин Ю.В., Верушин А.В., Лисанов М.В., Мартынюк В.Ф., Печеркин А.С., Сидоров В.И.* Концепция методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах // Трубопроводный транспорт нефти. 1997. № 12. С. 8–14.

16. *Лисанов М.В., Печеркин А.С., Сидоров В.И.* Анализ риска и декларирование безопасности объектов нефтяной и газовой промышленности // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. 1998. № 1. С. 37–41.

17. *W. Kent Muhlbauer.* Pipeline Risk Management Manual / Gulf Publishing Company. 1992. 256 p.

18. *Черняев К.В., Васин Е.С., Лисанов М.В. и др.* Концепция методического руководства по определению периодичности внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. 1997. № 4. С. 16–19.

19. *Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Ямалеев К.М., Росляков А.В.* Старение труб нефтепроводов. М.: Недра, 1995. 223 с.

20. *Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Овчаров С.В., Швыряев А.А.* Об

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

особенностях использования статистической информации при анализе риска эксплуатации трубопроводов // Морские и арктические нефтегазовые месторождения и экология: Сб. трудов. М.: ВНИИГАЗ, 1996. С. 152–178.

21. *Лисанов М.В., Печеркин А.С., Сидоров В.И., Швыряев А.А., Сафонов В.С., Назаров Н.П., Анисимов С.М., Борно О.И., Толмачев И.В.* Оценка риска аварий на линейной части магистральных нефтепроводов // Безопасность труда в промышленности. 1998. № 9. С. 50–56.

22. Методика определения опасности дефектов труб по данным обследования внутритрубными профилемерами / ОАО «АК «Транснефть». М.: Транспресс, 1997. 20 с.

23. Методика определения остаточного ресурса трубопроводов с дефектами, определяемыми внутритрубными инспекционными снарядами / ОАО «АК «Транснефть». М.: Транспресс, 1994. 36 с.

24. Методика определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами / ОАО «АК «Транснефть». М.: Транспресс, 1997. 32 с.

25. Разработка методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Сопровождение методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах с целью утверждения и согласования. Отчет о НИР (5-й этап, заключительный) / НТЦ «Промышленная безопасность». М., 1998.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Приложение 1

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ РИСКА АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Сбор исходной информации, необходимой для анализа риска, как правило, осуществляется с использованием имеющихся в АО МН, контрольных и надзорных органах государственной власти документов, в том числе предпроектной и проектной документации, материалов инженерных изысканий, отчетов о работах по экологическому обследованию нефтепроводов и других документов (табл. П.1.1). В случае недостаточности указанных материалов в составе работ по анализу риска может предусматриваться дополнительный этап, включающий натурное обследование объектов нефтетранспортной системы, а также природных объектов. Состав работ по обследованию определяется в соответствии с табл. П.1.1. Инженерно-геологическая часть обследования, если в ней есть необходимость, выполняется в соответствии с [9].

Источники исходной информации, указанные в табл. П.1.1, рекомендуется использовать в первую очередь. В то же время необходимо учитывать, что требуемая информация может содержаться в иных документах, полный перечень которых привести невозможно. Документы, указанные в табл. П.1.1, могут иметь отличающиеся наименования.

Помимо документов, приведенных в табл. П.1.1, для получения дополнительных сведений об экологической обстановке на территории размещения объектов МН, об уровне аварийности, а также для предварительной оценки опасностей рекомендуется использовать:

информационное сообщение об аварийном сбросе нефти, подготовленное в соответствии с [2], [3];

протокол о нарушении экологических требований законодательства Российской Федерации, составленный по факту аварии в соответствии с требованиями [3];

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

форму статотчетности № 6-ос «Сведения о загрязнении окружающей среды при авариях на магистральных трубопроводах»;

информационное сообщение об экстремально высоком уровне загрязнения окружающей среды нефтью, подготовленное в соответствии с [2];

материалы расследования аварии, проведенного органами государственного контроля, включая материалы лабораторных анализов проб природных сред на определение содержания нефти и нефтепродуктов, расчеты объемов разлившейся нефти, другие сведения в соответствии с [8];

приказ АО МН (РНУ) об образовании службы по ликвидации последствий аварий;

положение о службе по ликвидации последствий аварий или регламент функционирования службы (в том числе перечень технических средств, переданных в распоряжение службы);

план (программа) учений по ликвидации последствий аварий;

отчеты (рапорты) руководителя службы о проведенных ликвидационных работах (включая перечень использованных технических средств);

приказ АО МН (РНУ) об оценке эффективности функционирования службы, выявленных недостатках организации и проведении ликвидационных работ и мерах по устранению недостатков.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

Таблица П. 1.1

Обозначение и наименование фактора влияния		Содержание исходной информации	Рекомендуемый источник исходной информации
1	2	3	4
Группа 1: Внешние антропогенные воздействия			
F_{11}	Минимальная глубина заложения подземного МН	Фактическая толщина слоя грунта h, м, над верхней образующей самого мелкозаглубленного отрезка в пределах рассматриваемого участка МН	1. Проект (ТП), рабочая документация (РД), технический паспорт (ТхПс) на рассматриваемый участок (переход через водную преграду) 2. СНиП 2.05.06–85*, п. 5.1 (при отсутствии проектной документации или техпаспорта и наличии информации в соответствии с п. 5.1) 3. $h = 0{,}9$ м (для наземного участка линейной части МН) при отсутствии информации в соответствии с п. 5.1
F_{12}	Уровень антропогенной активности	Плотность населения $H_{нас}$ в среднем на участке МН в трехкилометровой полосе вдоль трассы Проведение в охранной зоне МН строительных и других работ	Карта плотности населения в географическом атласе субъекта РФ или России 1. Разрешения на производство работ, выданные линейной эксплуатационной службой (ЛЭС) РНУ (АО МН)

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Продолжение табл. П.1.1

1	2	3	4
			2. Акты о нарушении правил ведения работ в охранной зоне нефтепровода, находящиеся в архивах органов архитектурно-строительного надзора Минстроя России или РНУ (АО МН) 3. ТП, РД, ТхПс 4. Схема рассматриваемого участка МН 5. Схемы коммуникаций, находящиеся в архивах органов архитектурно-строительного надзора местной администрации
		Наличие участков автомобильных и железных дорог в охранной зоне МН	1. ТП, РД, ТхПс 2. Схема рассматриваемого участка МН 3. Схемы дорожной сети, находящиеся в архивах служб эксплуатации дорог

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Продолжение табл. П.1.1

1	2	3	4
F_{13}	Степень защищенности наземного оборудования	Наличие и материал ограждения наземного оборудования, наличие между авто- или железной дорогой и наземным оборудованием дополнительного «барьера», расстояния от авто- или железной дороги до площадки наземного оборудования, наличие предупреждающих и запрещающих знаков	1. ТП, РД, ТхПс, паспорта наземного оборудования 2. Журналы осмотра трассы, регистрации ремонтных работ 3. Материалы обследования объектов МН, выполненного для получения соответствующей исходной информации в составе работ по анализу риска
F_{14}	Состояние охранной зоны МН	Степень расчистки охранной зоны, закрепление трассы знаками	1. Журналы осмотра трассы 2. Материалы натурного обследования охранной зоны МН, выполненного в составе работ по анализу риска
F_{15}	Частота патрулирования	Частота обходов участка	1. Правила технической эксплуатации МН (ПТЭ) или технический регламент (ТР) 2. Журнал осмотра трассы

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Продолжение табл. П.1.1

1	2	3	4
F_{16}	Согласование со сторонними организациями проведения работ в охранной зоне МН	Наличие системы согласования, планово-картографических материалов у районной администрации и предприятий-землепользователей, случаи несанкционированного проведения работ в охранной зоне	Схемы коммуникаций, находящиеся в архиве органов архитектурно-строительного надзора местной администрации или предприятий-землепользователей
F_{17}	Разъяснительные мероприятия в отношении населения и персонала предприятий иной ведомственной принадлежности	Факты ведения разъяснительной работы и инструктажа	Журнал инструктажа
Группа 2: Коррозия			
F_{21}	Наличие и качество работы устройств ЭХЗ	Защищенность МН по протяженности, давность ввода в действие ЭХЗ, периодичность техобслуживания ЭХЗ	1. ТП, РД, ТхПс, ПТЭ, ТР (в части систем ЭХЗ) 2. Инструкция по эксплуатации системы ЭХЗ 3. Журнал регистрации ремонтных работ

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Продолжение табл. П.1.1

1	2	3	4
F_{22}	Состояние изоляционного покрытия	Качество проектных решений по изоляционному покрытию, качество нанесения покрытия, периодичность контроля состояния покрытия, качество ремонта изоляции	1. Соответствующий раздел ТП, РД, ТхПс, ПТЭ, ТР 2. Акты приемки МН в эксплуатацию, включая замечания приемной комиссии 3. Журнал регистрации ремонтных работ
F_{23}	Коррозионная активность грунта	Удельное сопротивление грунта $\rho_г$, кислотность грунта pH, деятельность микроорганизмов	1. Материалы инженерных изысканий, выполненных при проектировании МН 2. При отсутствии вышеназванных материалов результаты инженерно-геологического обследования МН в составе работ по анализу риска
F_{24}	Продолжительность эксплуатации МН без замены изоляционного покрытия	Продолжительность эксплуатации $\tau_{эксп}$	1. Акты приемки работ по замене (ремонту) изоляционного покрытия 2. Журнал регистрации ремонтных работ
F_{25}	Наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи МН	Количество металлических сооружений, энергосистем постоянного и переменного тока на расстоянии до 200 м от трассы	1. ТП, РД, схема участка трассы МН 2. Планы и схемы размещений подземных сооружений и коммуникаций, находящиеся

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Продолжение табл. П.1.1

1	2	3	4
			в архивах местных органов архитектурно-строительного надзора или предприятий-землепользователей 3. При отсутствии вышеуказанных документов материалы натурного обследования объектов МН в составе работ по анализу риска
F_{26}	Проведение измерений в целях контроля эффективности ЭХЗ	Расстояние $L_{кв}$ между катодными выводами и частота проведения измерений $f_{кит}$	1. ТП, РД (раздел «Средства электрохимической защиты») 2. ПТЭ или ТР (в части контроля ЭХЗ) 3. Журнал контроля эффективности ЭХЗ
F_{27}	Контроль защищенности МН	Период времени $\tau_{кит}$, прошедший с момента проведения последних измерений	Журнал контроля защищенности МН

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Продолжение табл. П.1.1

1	2	3	4
Группа 3: Качество производства труб			
F_{31}	Технология изготовления и марка стали труб	Сведения о технологии и марке стали	ТП, РД
F_{32}	Поставщик труб	Сведения о фирме — изготовителе труб	1. ТП, РД 2. Проекты организации строительства (ПОС) и производства работ (ППР)
F_{33}	Продолжительность эксплуатации участка МН	Продолжительность эксплуатации $\tau_{эксп}$	Акты комиссии по приемке законченного строителями МН
Группа 4: Качество строительно-монтажных работ			
F_{41}	Категория участка по сложности производства работ	Сведения о сложности условий строительного освоения трассы МН	ТП, РД, ПОС, ППР
F_{42}	Уровень «комфортности» производства работ	Климатический район и сезон строительства	ТП, РД, ПОС, ППР
F_{43}	Контроль качества строительно-монтажных работ	Сведения о контроле по отдельным этапам работ и технологическим операциям	Акты приемки законченного строителями МН, отдельных этапов строительства и технологических операций, приложения к актам и другая сопутствующая документация

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Продолжение табл. П.1.1

1	2	3	4
F_{44}	Контроль качества сварных соединений	Процент сварных стыков $K_{св}$, для которых выполнен контроль качества физическими методами	Акты приемки законченного строителями МН, отдельных этапов строительства и технологических операций, приложения к актам и другая сопутствующая документация
F_{45}	Адекватность применяемых материалов и изделий	Сведения об использовании материалов и изделий, не предусмотренных проектом	Заключение комиссии по расследованию причин аварии на МН (в случае установления в качестве причины аварии факта использования не предусмотренных проектом материалов и изделий)
F_{46}	Качество хранения и обращения с материалами	Сведения о нарушении правил хранения и транспортирования материалов, регламентированных СНиП	ПОС, ППР
Группа 5: Конструктивно-технологические факторы			
F_{51}	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой	Расчетное и наименьшее (в пределах данного участка) фактическое значения толщины стенки трубы $\delta_{расч}$ и $\delta_{факт}$	1. ТП, РД, ПОС, ППР 2. При отсутствии вышеназванных документов результаты замеров фактической толщины стенки трубы, выполненных в составе работ по анализу риска

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

Продолжение табл. П.1.1

1	2	3	4
F_{52}	Усталость металла	Число циклов нагружения, имевших место за время эксплуатации рассматриваемого участка, и амплитуда подававшейся нагрузки	Документация диспетчерской службы РНУ (АО МН)
F_{53}	Возможность возникновения гидравлических ударов	Качественная оценка вероятности возникновения гидравлических ударов	ТП, РД
F_{54}	Системы телемеханики и автоматики (СТА)	Технические характеристики СТА	1. Соответствующие разделы ТП, РД, ТхПс 2. Паспорта оборудования СТА
Группа 6: Природные воздействия			
F_{61}	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	Сведения о фактах перемещения грунта или наличии размывов	1. Материалы инженерных изысканий, выполненных при проектировании МН 2. Журнал проверок технического состояния подводных переходов 3. При отсутствии вышеперечисленной документации материалы натурных наблюдений на подводных переходах, выполненных в составе работ по анализу риска

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Продолжение табл. П.1.1

1	2	3	4
F_{62}	Несущая способность грунта	Сведения о типах грунтов в основании МН	1. Раздел ТП, РД «Основания и фундаменты» 2. Материалы инженерных изысканий, выполненных при проектировании МН 3. При отсутствии вышеперечисленной документации материалы натурных исследований грунтов, выполненных в составе работ по анализу риска
F_{63}	Наличие на участке линейной арматуры и наземных узлов разветвленной конфигурации	Сведения о конструкции линейной арматуры и наземных узлов	ТП, РД
F_{64}	Проведение превентивных мероприятий	Сведения о проведении и характере превентивных мероприятий	1. ПТЭ, ТР 2. Журнал проведения профилактических ремонтов
Группа 7: Эксплуатационные факторы			
F_{71}	Эксплуатационная документация	Наличие и своевременное обновление всей необходимой в соответствии с ПТЭ технической и оперативной документации по линейной части МН	Техническая и оперативная документация

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Продолжение табл. П.1.1

1	2	3	4
F_{72}	Периодичность контроля и ремонтов	Соответствие сроков и состава осмотров, контрольных операций, межремонтного обслуживания и ремонтов требованиям ПТЭ	ПТЭ
F_{73}	Качество профилактических работ и ремонтов	Оценка качества работ	Акты приемки выполненных ремонтных работ
F_{74}	Качество связи	Наличие и тип связи	ПТЭ, ТР
F_{75}	Уровень обучения персонала	Прохождение персоналом курсов повышения квалификации, содержание курса и периодичность обучения	Журнал учета повышения квалификации персонала
Группа 8: Дефекты тела трубы и сварных швов			
F_{81}	Количество «опасных» дефектов на участке трассы	Количество дефектов, обнаруженных при диагностике	Данные предприятия (ОАО, РНУ), ОАО ЦТД «Диаскан»
F_{82}	Количество «неопасных» дефектов на участке трассы	Количество дефектов, обнаруженных при диагностике	Данные предприятия (ОАО, РНУ), ОАО ЦТД «Диаскан»
F_{83}	Контроль состояния МН дефектоскопами	Период времени $\tau_{кит}$, прошедший со дня последнего пропуска дефектоскопа, тип внутритрубного снаряда, принятые меры безопасности	1. Технический отчет о проведении работ по внутритрубной диагностике 2. Акты приема работ по внутритрубной диагностике

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Приложение 2

ОЦЕНКА ЧАСТОТЫ АВАРИЙНЫХ УТЕЧЕК НЕФТИ

В данном приложении представлены алгоритмы расчета:
удельной частоты аварий на МН λ_n;
среднестатистической частоты аварий на трассе МН λ;
частоты образования дефектного отверстия λ^c в зависимости от его размеров и эффективной площади $S_{эфф}$.

1. ОЦЕНКА ЧАСТОТЫ УТЕЧЕК НЕФТИ НА УЧАСТКЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МН

Аварии на МН характеризуются наличием существенных различий в значениях удельной частоты аварий $\bar{\lambda}$ на МН и их отдельных участках λ_n, различающихся по своим конструктивно-технологическим характеристикам, особенностям проектирования, строительства и эксплуатируемым в различных условиях окружающей природной и социальной среды.

Механизм учета распределения аварий при оценке риска реализован с использованием процедуры деления трассы анализируемого МН на участки, характеризуемые примерно постоянным значением локальной частоты (удельной интенсивности) аварии внутри каждого участка. Локальная частота аварийных отказов на каждом из таких участков определяется с учетом конечного множества факторов, влияющих на надежность МН. На практике деление трассы на участки производится с использованием признака наиболее существенного изменения значения того или иного фактора влияния.

Для оценки локальной частоты аварий вводится система классификации и группировки факторов влияния в соответствии с общими причинами аварий, выявляемыми при анализе статистических данных по аварийным отказам. Из статистических данных по авариям на МН выделено восемь групп факторов влияния с указанием относительного «вклада» каждой группы $Гр_i$ ($i = 1, ..., 8$) в

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

суммарную статистику аварийных отказов с помощью весового коэффициента ρ_i (табл. П.2.1). Приведенные значения весовых коэффициентов ρ_i носят предварительный характер и могут быть уточнены с учетом мнения специалистов.

В пределах каждой группы $Гр_i$ имеется различное количество (J_i) факторов влияния. Каждый фактор имеет буквенно-цифровое обозначение F_{ij}, где i — номер группы, j — номер фактора в группе.

Относительный вклад фактора F_{ij} внутри своей группы в изменение интенсивности аварийных отказов на рассматриваемом участке нефтепровода учитывается с помощью весового коэффициента (доли фактора в группе) q_{ij}.

На основании сформулированных определений проводится процедура деления трассы МН на участки, которая осуществляется последовательно и независимо по каждому фактору влияния F_{ij} или группе факторов $Гр_i$. Критерием для определения местоположения границы очередного участка при делении трассы по фактору влияния F_{ij} служит достаточно заметное (возможно, скачкообразное) изменение значения этого фактора влияния. Величина «скачка», выбираемая для данного фактора влияния, определяет длины и число участков, а следователь-

Таблица П.2.1

	Обозначение и наименование группы факторов	Доля группы факторов ρ_i
$Гр_1$	Внешние антропогенные воздействия	0,20
$Гр_2$	Коррозия	0,10
$Гр_3$	Качество производства труб	0,05
$Гр_4$	Качество строительно-монтажных работ	0,10
$Гр_5$	Конструктивно-технологические факторы	0,10
$Гр_6$	Природные воздействия	0,10
$Гр_7$	Эксплуатационные факторы	0,05
$Гр_8$	Дефекты тела трубы и сварных швов	0,30

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

но, и точность оценки риска. В общем случае длины участков, соответствующие делению по фактору влияния F_{ij}, будут различны. Каждое последующее деление по очередному фактору влияния будет увеличивать общее число участков, причем границы участков, получаемых при очередной процедуре, могут совпадать с границами, установленными в ходе предыдущих процедур деления по другим факторам влияния. В ряде случаев на участках трассы, примыкающих к населенным пунктам, при необходимости степень детализации при разбивке может быть увеличена, а на незаселенных территориях уменьшена.

В зависимости от совокупности конкретных значений различных факторов влияния, имеющих место на рассматриваемом участке трассы, интенсивность аварийных отказов на нем будет в той или иной степени отличаться от среднестатистической для данной трассы $\bar{\lambda}$. Таким образом, на каждом n-м участке трассы определяется значение интегрального коэффициента $k_{вл}$, показывающего, во сколько раз локальная интенсивность аварий на участке λ_n отличается от среднестатистической для данной трассы $\bar{\lambda}$:

$$\lambda_n = \bar{\lambda}\, k_{вл}. \qquad (П.2.1)$$

Значение $\bar{\lambda}$ определяется из данных статистики по авариям на предприятии, эксплуатирующем данный МН.

Расчет коэффициента $k_{вл}$ производится с использованием балльной оценочной системы, при которой каждому фактору F_{ij} ставится в соответствие определенное, назначаемое на основании расчета или экспертной оценки, количество баллов B_{ij} (по 10-балльной шкале), отражающее интенсивность его влияния. При рассмотрении конкретного n-го участка трассы последовательно оценивается степень влияния каждого из факторов. Полученные для всех факторов влияния балльные оценки $\{B_{ij},\ i = 1, ..., I, j = 1, ..., J\}$ подставляются в следующие формулы для определения $k_{вл}$:

$$k_{вл} = F_n / B^*, \qquad (П.2.2)$$

где $F_n = \sum_{i=1}^{I} \sum_{j=1}^{J(i)} \rho_i\, q_{ij}\, B_{ij}$; $B^* = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N} F_n$.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Если нет достоверных статистических данных по аварийности на рассматриваемом МН, рекомендуется использовать следующее соотношение:

$$\lambda_n = \lambda_{ср} F_n / B_{ср}, \qquad (П.2.3)$$

где $\lambda_{ср}$ — среднестатистическая по отрасли интенсивность аварий за последние 5 лет, аварий/(10^3 км·год);

$B_{ср}$ — балльная оценка среднестатистического нефтепровода, принимаемая равной 3.

В приложении 5 приведены основные факторы по каждой из рассматриваемых групп, доля каждого фактора в группе q_{ij} и методика оценки балльных значений B_{ij}. Как уже отмечалось ранее, для весового коэффициента ρ_i приведенные в таблицах данного приложения значения q_{ij} и B_{ij} носят базовый характер, так как в существенной мере зависят от времени эксплуатации, места расположения МН и многих других факторов. Величины коэффициентов ρ_i, q_{ij} и B_{ij} должны уточняться для каждого конкретного МН с использованием данных по статистике отказов и аварий и мнения специалистов эксплуатирующей организации.

Для участков, состоящих из отрезков с существенно различными факторами вдоль их длины, значение F_n определяется как сумма оценок составляющих данный участок отрезков с учетом длин этих отрезков. Например, если на одном километре участка приходится переход через реку длиной 300 м, а на остальной части длиной 700 м находится лес, то

$$F_n = 0{,}3F_1 + 0{,}7F_0,$$

где F_0, F_1 — балльные оценки соответствующих отрезков рассматриваемого участка.

В табл. П.2.2 приведены обобщенные характеристики балльной оценки F_n и диапазоны ее значений для различных участков нефтепровода в зависимости от срока эксплуатации, определенные согласно приложению 5 и с учетом «старения» МН [19]. Конкретные значения F_n уточняются экспертным путем.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Таблица П.2.2

Балльные оценки F_n различных участков МН в зависимости от срока их эксплуатации

№	Характеристика, тип участка МН	Срок эксплуатации, лет		
		более 30	20–30	менее 20
1	2	3	4	5
1	Участки трассы, удаленные от населенных пунктов и транспортных коммуникаций, проходящие по лесистой или степной зоне, кормовым угодьям, без болот и речных переходов	2,7–3,0	2,5–2,7	2,3–2,5
2	Переходы через водные преграды и обводненные участки трассы в силу повышенной коррозии и трудности восстановления изоляционного покрытия, а также на крупных водных переходах с возможным воздействием со стороны речного транспорта	4,6–6,0	4,3–5,9	4,1–5,7
3	Воздушные переходы через овраги, реки, подземные переходы через наземные транспортные коммуникации	3,7–4,3	3,5–4,1	3,3–4,0
4	Места расположения запорной и вспомогательной арматуры и ответвлений (лупингов)	4,3–4,8	4,1–4,6	3,9–4,4
5	Участки трассы, проходящие через зоны с повышенной плотностью населения, в которых возможны утечки нефти из МН из-за хищения нефтепродуктов, вандализма и других действий со стороны третьих лиц	4,0–5,0	3,8–4,8	3,6–4,6

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России,

Окончание табл. П.2.2

1	2	3	4	5
6	Участки трассы, примыкающие к НПС, которые являются «источниками» или «приемниками» циклических нагрузок на МН, связанных с изменениями режима перекачки и возникновением при этом гидравлических волн	5,0–7,0	4,8–6,4	4,6–6,0
7	Участки трассы, пересекающие зоны с повышенной опасностью природных воздействий (геологические разломы, оползни)	4,6–6,0	4,3–5,9	4,1–5,7

2. ОЦЕНКА ЧАСТОТЫ ОБРАЗОВАНИЯ ДЕФЕКТНОГО ОТВЕРСТИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЕГО РАЗМЕРОВ

Наибольший риск аварий на МН связан с продольными разрушениями, которые могут происходить как по основному металлу труб, так и в зоне сварных швов, при образовании коррозионных «свищей», «гильотинных» разрывов.

Из анализа аварийных утечек нефти следует, что характерный размер продольной трещины L_p подчиняется вероятностному распределению Вейбулла:

$$F(L_p) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{L_p}{0{,}7}\right)^{1{,}6}\right], \qquad \text{(П.2.4)}$$

где $F(L_p)$ — вероятность образования трещины (дефектного отверстия) с характерным размером менее L_p, м.

Один из вариантов дискретного распределения условной вероятности утечки нефти из дефектных отверстий с тремя характерными размерами L_p/D и соответствующими им эффективными пло-

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

щадями $S_{эфф}$ приведен в табл. П.2.3. Значения $S_{эфф}$ приведены для верхней границы интервала характерных размеров L_p/D дефектных отверстий в предположении об их ромбической форме (щели) с соотношением длины к ширине 8 : 1. В табл. П.2.3 D — условный диаметр трубопровода, $S_0 = \pi D^2/4$ — площадь поперечного сечения трубопровода, м^2. Выбранные таким образом размеры щелей и условной вероятности следует считать реперными.

Таблица П.2.3

Параметры дефектного отверстия в МН

Параметры дефектного отверстия	«Свищи» $m = 1$	Трещины $m = 2$	«Гильотинный» разрыв $m = 3$
L_p/D	0,3	0,75	1,5
$S_{эфф}/S_0$	0,0072	0,0448	0,179
Доля разрывов $f^{L_p}_m$	0,55	0,35	0,10

Для других значений характерных размеров L_p/D значения условной вероятности образования дефектного отверстия с таким характерным размером могут быть определены по формуле (П.2.4).

Удельная частота аварий на участке с возникновением дефектных разрывов определенного размера (характерные размеры дефектных разрывов указаны в табл. П.2.3) определяется по формуле

$$\lambda^c_m = \lambda_n f^{L_p}_m,$$

где $m = 1, 2, 3$ — индекс, $\left(\sum f^{L_p}_m = 1\right)$.

Пример.

Удельная частота аварий на участке МН с $D = 100$ см составила $\lambda_n = 0{,}001$ аварий/(км · год). Тогда удельная частота возникновения коррозионного свища (или трещин малых размеров) λ^c_1 составит 0,00055 аварий/(км · год). Продольный (характерный) размер такого дефектного отверстия $L_p = 30{,}6$ см и эффективная площадь разрыва $S_{эфф} = 117$ см^2. Соответственно для трещин средних размеров $\lambda^c_2 = 0{,}00035$ аварий/(км·год), $L_p = 76{,}5$ см, $S_{эфф} = 732$ см^2; для «гильотинного» разрыва (разрыва на полное сечение) $\lambda^c_3 = 0{,}0001$ аварий/(км·год), $L_p = 153$ см, $S_{эфф} = 2813$ см^2.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Приложение 3

РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ УТЕЧКИ НЕФТИ И ПЛОЩАДЕЙ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ АВАРИЯХ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ, ВЫЛИВШЕЙСЯ ИЗ МН ВСЛЕДСТВИЕ АВАРИИ

1.1. Общий алгоритм оценки количества разлившейся нефти

Основные гидравлические параметры, влияющие на аварийное истечение нефти и экологический ущерб, представлены в [8]. Однако данная методика применима только в случае происшедших аварий, когда большинство исходных данных для расчета может быть определено при расследовании аварии.

Количество нефти, которое может вытечь при аварии, является вероятностной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

места расположения и площади дефектного отверстия (разрыва);

продолжительности утечки нефти с момента возникновения аварии до остановки перекачки, что составляет 3–20 мин для крупных разрывов и несколько часов для малых утечек, которые трудно зафиксировать приборами на НПС;

продолжительности утечки нефти с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;

времени прибытия АВБ (от десятков минут до нескольких часов) и времени выполнения мер до полного прекращения истечения нефти.

Остальные параметры и условия перекачки (диаметр нефтепровода, профиль трассы, характеристики насосов, уставка на защиту и др.) могут считаться постоянными и использоваться в качестве исходных данных.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Для прогнозирования возможных и ожидаемых (с учетом вероятности) объемов утечки и потерь нефти в настоящем Методическом руководстве разработан специальный алгоритм, блок-схема которого представлена на рис. П.3.1.

При моделировании 12 сценариев аварийной утечки нефти могут быть получены 12 значений объемов аварийного разлива нефти $V_i^{\text{У}}$, реализуемых с вероятностью $j_i = f_m^{L_p} f_j^{\text{Н}} f_k^{\text{С}}$, значения для которой приведены в табл. П.3.1.

$$V_i^{\text{У}} = V_{mj}^{\text{Н}} + V_{k(mj)}^{\text{С}}, \qquad \text{(П.3.1)}$$

где $m = 1, 2, 3$; $j = 1, 2$; $k = 1, 2$; $i = 4(m-1) + 2(j-1) + k$.

Средняя (с учетом сценариев аварий) масса потерь нефти M_3 и ожидаемые потери нефти (с учетом вероятности аварийных утечек нефти из МН) R_y определялись по следующим формулам:

$$M_3 = \rho \sum_{i=1}^{12} f_i \, V_i (1 - K_{\text{сб}}), \qquad \text{(П.3.2)}$$

$$R_y = \lambda_n M_3. \qquad \text{(П.3.3)}$$

Величина доли собираемой нефти $K_{\text{сб}}$ может составлять от 0,5 до 0,95 в зависимости от удаленности аварийно-восстановительных пунктов от места аварии, рельефа местности, типа почв и водных объектов. Значения $K_{\text{сб}}$ и вероятностей остановки насосов за указанные величины времени и эффективность действий аварийно-восстановительных бригад (АВБ) по локализации аварии и сбору нефти определяются экспертным путем исходя из особенностей трассы рассматриваемого МН.

Характерные времена режимов утечки нефти зависят от размеров дефектного отверстия. Для конкретного трубопровода численные значения могут быть изменены с учетом специфики объекта. Предполагается, что дефектное отверстие имеет форму продольного ромба (щели вдоль оси трубы), малая диагональ которого в 8 раз меньше большой диагонали L_p. Расчеты аварийной утечки нефти проводились для трех характерных размеров большой диагонали L_p

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

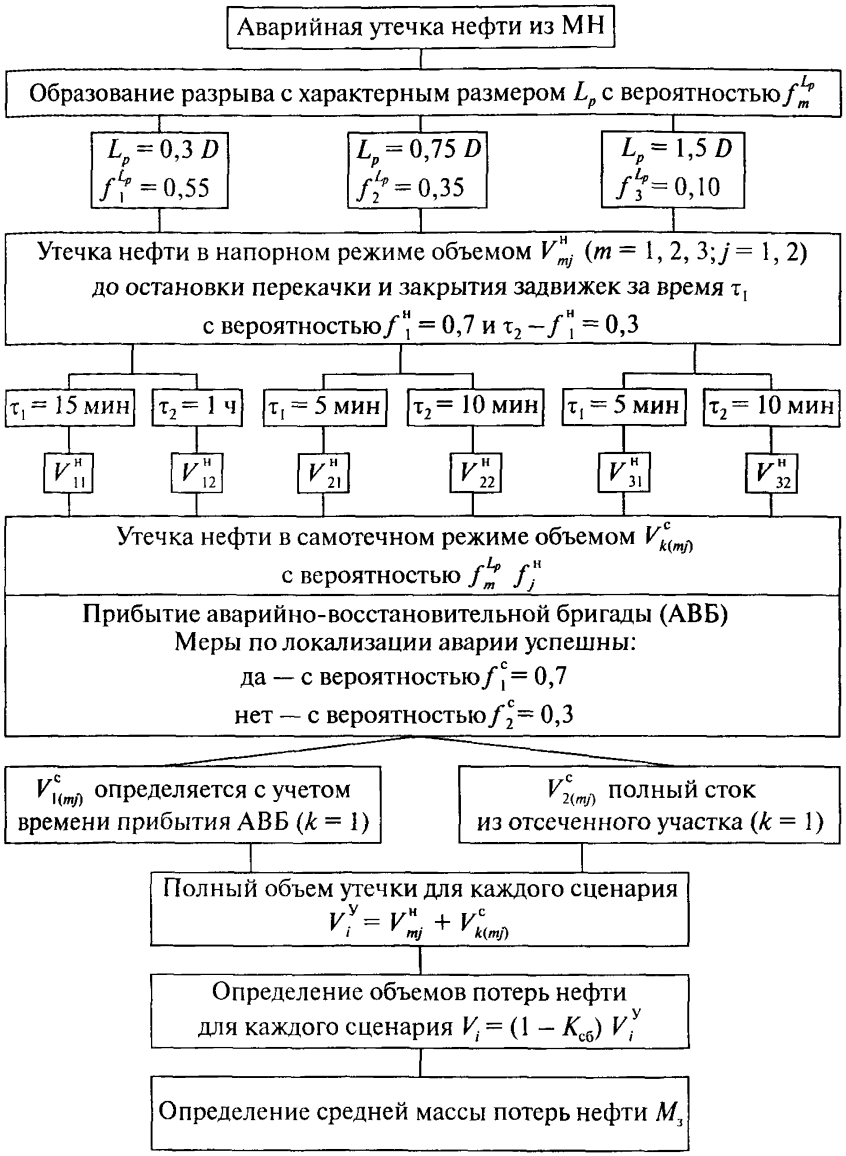

Рис. П.3.1. Алгоритм расчета аварийных утечек нефти из МН

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Таблица П.3.1

№ сценария i	Вероятность образования дефектного разрыва с размером L_p			Вероятность утечки нефти:				Вероятность аварийных утечек нефти в зависимости от сценария $f_i = f_m^{L_p} f_j^{н} f_k^{c}$
				в напорном режиме, $f^{н}_j$		в самотечном режиме, f^{c}_k		
	$m = 1$ $L_p = 0{,}3\ D$	$m = 2$ $L_p = 0{,}75D$	$m = 3$ $L_p = 1{,}5D$	$j = 1$	$j = 2$	$k = 1$	$k = 2$	
	0,55	0,35	0,1	0,7	0,3	0,7	0,3	
1	*			*		*		0,2695
2	*			*			*	0,1155
3	*				*	*		0,1155
4	*				*		*	0,0495
5		*		*		*		0,1715
6		*		*			*	0,0735
7		*			*	*		0,0735
8		*			*		*	0,0351
9			*	*		*		0,0490
10			*	*			*	0,0210
11			*		*	*		0,0210
12			*		*		*	0,0090

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

дефектных отверстий, равных $0{,}3D$, $0{,}75D$ и $1{,}5D$, которые могут образоваться с относительной вероятностью 0,55, 0,35 и 0,10 соответственно (см. табл. П.2.3). Выбранные таким образом размеры отверстий и вероятности могут считаться реперными, а полученные расчетные значения объемов разлившейся нефти могут быть интерполированы на реальные размеры аварийных отверстий.

Согласно рис. П.3.1 вероятность максимальной утечки нефти объемом $V^{У}_{12}$ на n-м участке при разрыве трубопровода на полное сечение ($L_p = 1{,}5D$) $f_{12} = 0{,}1 \cdot 0{,}3 \cdot 0{,}3 \cdot \lambda_n$, что примерно составляет $(1–2) \cdot 10^{-6}$ аварий/(км · год).

1.2. Расчет количества разлившейся нефти

Ниже приведены основные соотношения для расчета объема (массы) разлившейся нефти.

Рассмотрим линейный участок нефтепровода протяженностью $L_н$ между нефтеперекачивающими станциями $НПС_1$ и $НПС_2$, на котором на расстоянии x от $НПС_1$ произошла аварийная утечка нефти из МН, причем эффективная площадь отверстия $S_{эфф}$ (см. рис. П.3.1) [8].

Для штатного режима функционирования рассматриваемого участка расход нефти составляет Q_0.

1.2.1. Общий объем вытекшей нефти составляет

$$V = V_1 + V_2 + V_3, \qquad (П.3.4)$$

где V_1 — объем нефти, вытекшей в напорном режиме, то есть с момента повреждения до остановки перекачки;

V_2 — объем нефти, вытекшей в безнапорном режиме, то есть с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;

V_3 — объем нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки (до момента прибытия аварийно-восстановительных бригад или полного опорожнения отсеченной части трубопровода).

1.2.2. Объем V_1 нефти, вытекшей из нефтепровода за интервал времени τ_1 с момента возникновения аварии до остановки перекач-

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

ки, определяется численным решением системы дифференциальных уравнений в частных производных, включающей законы сохранения массы и импульса потока ньютоновской жидкости:

а) уравнение неразрывности

$$\frac{\partial \rho}{\partial \tau} = -\frac{\partial(\rho u)}{\partial x}; \qquad (П.3.5)$$

б) уравнение сохранения импульса

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial \tau} = -\frac{\partial}{\partial x}(\rho u^2 + P) - \lambda(\mathrm{Re})\frac{\rho u^2}{2D} + \rho g \beta; \qquad (П.3.6)$$

в) связь давления и плотности

$$P - P_0 = c^2(\rho - \rho_0), \qquad (П.3.7)$$

где τ — время;

x — расстояние от начала трубопровода;

P, ρ_0, u — осредненные по сечению давление, плотность и скорость нефти;

$\lambda(\mathrm{Re})$ — коэффициент трения, зависящий от режима течения в трубе (от числа Рейнольдса $\mathrm{Re} = uD/\nu$);

g — ускорение силы тяжести;

β — локальный угловой коэффициент трассы нефтепровода; $\beta = dz/dx$;

c — скорость распространения звука в нефти вдоль трубопровода, км/с;

z — нивелирная отметка трассы;

$\nu = \mu/\rho$ — кинематический коэффициент вязкости нефти;

μ — динамический коэффициент вязкости нефти.

Система уравнений (П.3.5)–(П.3.7) дополняется начальными и граничными условиями.

В качестве начальных условий выбирается либо режим стационарного течения, если он известен, либо состояние покоя, если режим стационарного течения заранее неизвестен. В последнем случае режим стационарного течения получается путем решения нестационарной задачи о запуске насоса на входе трубопровода.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

Обычно для получения стационарного режима течения в трубе достаточно 5–10 временных интервалов, за которые возмущение пробегает от начала трубопровода до его конца.

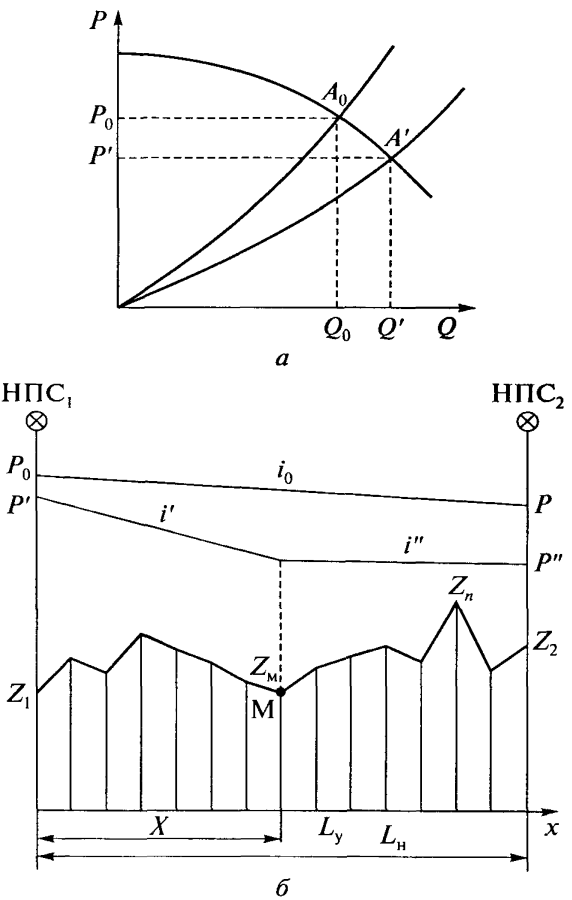

Рис. П.3.2. Графики изменения режима перекачки при аварийной утечке нефти из МН:
а — на НПС; *б* — в трубопроводе (М — место аварийной утечки)

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Граничные условия выбираются следующим образом:

1) на входе трубопровода производная давления полагается равной нулю, а скорость потока определяется с учетом этого давления по характеристике насоса $H - Q_0$ («напор–расход»);

2) на выходе трубопровода существует два способа задания граничных условий. Если на выходе стоит насос, осуществляющий нагнетание нефти в следующий участок трубопровода, то следует, полагая равной нулю производную давления, определить скорость потока с учетом этого давления и давление в начале следующего участка по характеристике насоса «напор–расход» (этот подход аналогичен заданию входных условий). Если на выходе трубопровода производится слив нефти в какую-либо емкость, что обычно имеет место на последнем участке магистрали, то задается давление в этой емкости (как правило, равное атмосферному) и равенство нулю первой производной скорости.

После срабатывания задвижек граничные условия на входе/выходе трубопровода изменяются. Граничные условия соответствуют условию «жесткой стенки»: равенство нулю скорости на границах и равенство нулю первых производных по давлению.

Для определения величины $\lambda(\mathrm{Re})$ используется зависимость Коулбрука—Уайта, связывающая коэффициент трения λ с числом Рейнольдса (Re) и характеристиками трубопровода:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2\lg\left[\frac{2{,}51}{\mathrm{Re}\sqrt{\lambda}} + \frac{A}{3{,}71D}\right], \qquad (\text{П.3.8})$$

где A — шероховатость внутренней поверхности трубопровода.

Соотношение (П.3.8) представляет собой трансцендентное уравнение, решая которое можно определить $\lambda(\mathrm{Re})$.

Скорость истечения нефти из трубопровода определяется из интеграла Бернулли—Эйлера:

$$U_0 = \sqrt{2\frac{P - P_0}{\rho}}. \qquad (\text{П.3.9})$$

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 20

Соответственно поток массы через отверстие задается выражением

$$M = \alpha S_j U_0 \rho, \qquad (П.3.10)$$

где α — коэффициент, который принимает согласно [8] максимально возможное значение, равное 0,6.

Для вывода интегральных напорно-расходных характеристик насосных станций использовалась известная формула, связывающая создаваемый насосом напор H с подачей Q_0:

$$H = a - bQ_0^2, \qquad (П.3.11)$$

где a, b — экспериментально определенные коэффициенты штатного режима работы насосов НПС.

1.2.3. Объем нефти V_2, вытекшей в безнапорном режиме (с момента остановки перекачки до закрытия задвижек), определяется опорожнением расположенных между двумя ближайшими насосными станциями возвышенных и прилегающих к месту повреждения участков, за исключением понижений между ними. Истечение нефти определяется переменным во времени напором, уменьшающимся вследствие опорожнения нефтепровода. Время перекрытия задвижек определяется их техническими характеристиками. Алгоритм расчета объема нефти V_2 аналогичен приведенному в [8].

1.2.4. Объем нефти V_3, вытекшей в безнапорном режиме с момента закрытия задвижек, определяется согласно [8]. При расчете V_3 можно принять, что дополнительный сток ΔV_3, определяемый положением нижней точки контура повреждения относительно поверхности трубы и профиля участков нефтепровода, примыкающих к месту повреждения, незначителен. Время прекращения истечения определяется временем стока нефти из отсеченного участка или временем прибытия АВБ, которое определяется экспертным путем с учетом разработанных планов ликвидации аварий рассматриваемого нефтепровода.

2. ОЦЕНКА ПЛОЩАДИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ЗЕМЕЛЬ И ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

С точки зрения тяжести экологических последствий в общем случае можно выделить три типа условий взаимного расположения места аварии на нефтепроводах с природными объектами:

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

аварии на участках вдали от водных объектов;
аварии на подводных переходах нефтепровода;
аварии вблизи водоемов и водотоков.

В первом случае весь объем вылившейся нефти распределяется по поверхности суши. Площадь первичного загрязнения и глубина проникновения в почву существенно зависят от шероховатости поверхности (микро- и макрорельеф, пористость, трещиноватость и др.).

Для приближенных расчетов площади загрязнения поверхности земли $S_з$ с учетом мероприятий по сбору разлившейся нефти используется формула

$$S_з = 53{,}3\left(\frac{M_з}{\rho}\right)^{0{,}89}, \qquad (П.3.12)$$

где $M_з$ — масса потерянной нефти (средняя по различным сценариям), определяемая по формуле (П.3.2).

Для получения более точных оценок или для особо важных объектов, таких, как заповедники, зеленые зоны городов и т.п., площадь загрязнения земли определяется с привлечением экспертов-почвоведов.

Приближенная оценка площади загрязненной водной поверхности рассчитывается по формуле

$$S_п = V_р/0{,}003, \qquad (П.3.13)$$

где $V_р$ — объем разлившейся нефти, попавшей в водные объекты, м^3;
$S_п$ — площадь загрязнения водной поверхности, м^2, если площадь зеркала водоема $S_в < S_п$, то $S_п = S_в$.

При авариях вблизи водоемов и водотоков соотношение объема нефти, загрязнившей сушу, и объема нефти, попавшей в водные объекты, существенно зависит от взаимного расположения нефтепровода и водных объектов, макрорельефа прилегающей территории, наличия защитных сооружений, а также от общего объема вытекшей нефти V. Определение отношения для каждого такого участка нефтепровода производится экспертным путем.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

Приложение 4

ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РИСКА АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Оценка риска разлива нефти является этапом сочетания (объединения) значений частот и последствий аварий, определяемых согласно приложениям 2 и 3.

Для каждого расчетного участка под номером n и длиной L_n (см. рис. 2 на с. 20) производится оценка одного или нескольких следующих показателей риска:

1. Ожидаемые среднегодовые потери товарной нефти за счет аварийных разливов R_v (объем или масса потерь).

2. Ожидаемая среднегодовая площадь загрязнения сухопутных ландшафтов R_{sl} и водных объектов R_{sr}.

3. Ожидаемый среднегодовой экологический ущерб как сумма штрафных санкций за загрязнение компонентов природной среды R_d.

4. Показатели, характеризующие эффективную площадь выведения из естественного состояния сухопутных ландшафтов R_{el} и водных объектов R_{er}.

Для приближенных консервативных (максимальных) оценок расчет ожидаемых объемов разлива нефти производится по формуле

$$R_v^{\max} = \lambda_n \, L_n \, V_{\max}(1 - K_{\text{сб}}), \qquad \text{(П.4.1)}$$

где объем $V_{\max}$ определяется согласно приложению 3 из условия «гильотинного» разрыва нефтепровода ($d_{\text{отв}} = D$); коэффициент сбора $K_{\text{сб}} = 0{,}5$ при величинах интервалов времени остановки перекачки $\tau_1 = 15$ мин и времени перекрытия задвижек $\tau_2 = 30$ мин. Аналогичные консервативные условия, соответствующие «максимально проектной аварии», принимаются для расчета остальных показателей риска.

Для более точных расчетов необходимо учитывать вероятностные характеристики параметров аварийного истечения, в том числе

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

вероятность образования дефектных отверстий определенной площади $S_{эфф}$, распределение интервалов времени остановки насосов, перекрытия потоков и других параметров по частоте реализации λ_i, а также соответствующие этим частотам определенные последствия. Ниже дан алгоритм такого расчета.

1. Производится оценка частоты аварий на участке за год (n для данного участка по формулам (П.2.1) и (П.2.2) с использованием балльной оценки надежности участка нефтепровода (приложение 5).

2. Рассчитывается среднее (по сценариям аварий) количество нефти $M_з$, вытекающее при аварии, по формуле (П.3.2), а также площадей загрязнения земель и водных объектов по формулам (П.3.12), (П.3.13).

3. Определяется средний (по времени эксплуатации) ожидаемый объем потерь нефти участка R_v, кг/год, по формуле (П.3.2).

4. Показатель риска загрязнения сухопутных ландшафтов рассчитывается по формуле

$$R_{sl} = \lambda_n S_з, \qquad (П.4.2)$$

где $S_з$ — среднее (по сценариям аварий) значение загрязненных площадей земли, определяемое по формуле (П.3.12).

5. Показатель риска загрязнения водных объектов рассчитывается по формуле

$$R_{sr} = \lambda_n S_п, \qquad (П.4.3)$$

где $S_п$ — среднее (по сценариям аварий) значение загрязненной площади водного объекта, определяемое по формуле (П.3.13).

Для прибрежной полосы объем разлива делится на «сухопутную» и «водную» части в соответствии с экспертной оценкой данного участка трассы. Значения R_{sl}, R_{sr} дают искомые оценки риска аварий на 1 км для каждого участка с номером n. Умножение указанных значений на длину L_n определяет риск аварий рассматриваемого участка. Суммирование рисков по всем участкам дает оценку риска загрязнения сухопутных ландшафтов и водных объектов для трассы нефтепровода в целом.

При необходимости определяются следующие частные показатели экологического риска R_{el} и R_{er}.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Показатель риска R_{el}, характеризующего эффективную площадь сухопутных ландшафтов, выведенную из естественного состояния вследствие возможной аварии на участке длиной L_n, рассчитывается по формуле

$$R_{el} = S_з \tau_{свз} \lambda_n L_n, \qquad (П.4.4)$$

где $\tau_{свз}$ — время самовосстановления земли, определяемое из данных по экологическому обследованию нефтепровода.

Для определения $\tau_{свз}$ рекомендуется использовать приложение 6. При этом частота аварий на данном участке равна $\lambda_n L_n$ (1/год), а вероятность нахождения этой площади в загрязненном состоянии равна $\lambda_n L_n \tau_{свз}$.

Суммирование рисков по всем участкам дает оценку эффективной площади загрязнения сухопутных ландшафтов для МН в целом.

Показатель риска R_{er}, характеризующего эффективную площадь загрязнения водных объектов, рассчитывается по формуле

$$R_{er} = S_п \tau_{сво} \lambda_n L_n, \qquad (П.4.5)$$

где $S_п$ оценивается с использованием формулы (П.3.13), время самовосстановления водных объектов $\tau_{сво}$ для каждого участка n — по приложению 7.

Суммирование рисков по всем участкам дает суммарные значения вышеуказанных показателей риска для МН в целом.

Показатель риска R_d финансовых убытков при компенсации вреда, причиненного аварией окружающей природной среде, для каждого участка с индексом n рассчитывается по соотношению

$$R_d = R_d^п + R_d^з + R_d^а, \qquad (П.4.6)$$

где ущербы от загрязнения компонентов природной среды (водных объектов, земель, атмосферы) рассчитываются на основе удельных показателей ущерба, приведенных в приложении 6, по формулам:

$$R_d^п = R_d^{п(1т)} M_р;$$

$$R_d^з = R_d^{з(1т)} M_з;$$

$$R_d^а = R_d^{а(1т)} M_а,$$

где значения удельных экологических ущербов $R_d^{п(1т)}$, $R_d^{в(1т)}$, $R_d^{а(1т)}$ определяются по приложению 6.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Приложение 5

БАЛЛЬНАЯ ОЦЕНКА ФАКТОРОВ ВЛИЯНИЯ СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА СТЕПЕНЬ РИСКА

ГРУППА 1. ВНЕШНИЕ АНТРОПОГЕННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

В группу 1 входят внешние по отношению к рассматриваемой нефтепроводной системе факторы (табл. П.5.1), влияющие на вероятность повреждения МН со стороны третьих лиц.

Таблица П.5.1

Обозначение и наименование фактора влияния в группе 1		Доля в группе q_{1y}
F_{11}	Минимальная глубина заложения подземного МН	0,2
F_{12}	Уровень антропогенной активности	0,2
F_{13}	Степень защищенности наземного оборудования	0,1
F_{14}	Состояние охранной зоны МН	0,1
F_{15}	Частота патрулирования (обходов, облетов)	0,15
F_{16}	Согласование со сторонними организациями проведения работ в охранной зоне	0,15
F_{17}	Разъяснительные мероприятия в отношении населения и персонала предприятий иной ведомственной принадлежности	0,1

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России

Фактор F_{11}: Минимальная глубина заложения подземного МН

В качестве глубины минимального заложения h необходимо рассматривать фактическую толщину слоя грунта над верхней образующей самого мелкозаглубленного отрезка анализируемого участка МН независимо от протяженности этого отрезка. В соответствии с [13] требуемая минимальная глубина заглубления варьируется в зависимости от диаметра и назначения нефтепровода, а также от местных грунтовых условий и характера землепользования от 0,6 до 1,1 м от земной поверхности образующей нефтепровода (в среднем $h = 0{,}9$ м).

Балльное значение для фактической глубины заложения на наземном отрезке линейной части МН рассчитывается по следующим формулам:

при $0{,}6 < h < 1{,}8$ (м) $\quad B_{11} = 0{,}83(1{,}8 - h)$;

при $0 < h < 0{,}6$ (м) $\quad B_{11} = 1 + 25(h - 0{,}6)^2$,

где $h = h_{гр} + h_{доп}$;

здесь $h_{гр}$ — толщина слоя грунта над верхней образующей нефтепровода, м;

$h_{доп}$ — толщина слоя грунта, м, эквивалентная толщине дополнительного механического защитного покрытия нефтепровода, определяемая в соответствии с данными табл. П.5.2.

Таблица П.5.2

Тип и толщина дополнительного покрытия	Эквивалентная толщина слоя грунта $h_{доп}$, м
Бетонное покрытие толщиной 0,5 м	0,2
Бетонное покрытие толщиной 0,1 м	0,6
Защитный кожух (футляр)	0,6
Железобетонная плита	0,6

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Для подводных переходов роль основной защиты от механическо повреждения играют глубина заложения нефтепровода в донный грунт h и дополнительные защитные покрытия [бетонное покрытие на поверх ности трубы (наряду с футеровкой) или железобетонная плита над нефт проводом]. Кроме того, определенную роль играет глубина водоема.

В соответствии с требованиями [13] слой грунта до верхней об разующей (с учетом балластировочных грузов или бетонного покры тия) должен составлять не менее 1,0 м.

В соответствии со статистическими данными средняя глубин водоемов $h_в$ в створах действующих подводных переходов (расстоя ние от зеркала воды до дна в створе перехода) составляет 4,0 м.

Балльное значение на переходах через водные преграды для ком бинации фактической глубины заложения, глубины водоема и тип перехода рассчитывается следующим образом:

при $0 < (h_{гр} + h_{доп}) < 3{,}0$ м и $0 < h_в < 4{,}0$ м

$$B_{11} = 0{,}444\,(h_{гр} + h_{доп} - 3{,}0) + 1{,}875 \cdot 10^{-3}(h_в - 4{,}0)^2 + B_m;$$

при $(h_{гр} + h_{доп}) > 3{,}0$ м или $h_в > 4{,}0$ м

$$B_{11} = 0,$$

где $h_в$ — фактическая глубина водоема над самым мелко заглубленным (в грунт) участком перехода;

$B_m = 0$ — для переходов, отнесенных к категории *B*;

$B_m = 1$ — для переходов, отнесенных к категории I;

$B_m = 2$ — для переходов, отнесенных к категории II;

$B_m = 3$ — для переходов, отнесенных к категории III, в соот ветствии с табл. 3* [13].

При отсутствии информации о реальном состоянии подводно перехода B_{11} выбирается равным 6.

Фактор F_{12}: Уровень антропогенной активности

В табл. П.5.3 приведены значения отдельных составляющих фа тора F_{12} и соответствующие им балльные оценки $B_{12}^{(m)}$, где m — ном составляющей.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России

Итоговая балльная оценка для данного фактора рассчитывается как сумма балльных оценок вышеприведенных четырех составляющих:

$$B_{12} = \sum_{m=1}^{4} B_{12}^{(m)} .$$

Таблица П.5.3

m	Наименование составляющей m фактора F_{12} — уровень антропогенной активности	$B_{12}^{(m)}$
1	Плотность населения ($H_{нас}$) в среднем в трехкилометровой полосе вдоль трассы:	
	$0 < H_{нас} < 50$ чел./км^2	$0{,}06 \cdot H_{нас}$
	$H_{нас} > 50$ чел./км^2	3
2	Проведение в охранной зоне нефтепровода строительных, взрывных, изыскательских и т.п. работ (на сухопутных участках) и дноуглубительных, землечерпательных работ, прохождение судов с отданными якорями, цепями, волокушами, тралами в районах подводных переходов:	
	частое или систематическое без согласования с РНУ (АО МН)	3
	случайное без согласования с РНУ (АО МН) только с письменного разрешения РНУ (АО МН)	0,5
	никаких регулярных работ не проводится, а случайных за период эксплуатации нефтепровода не наблюдалось	0
3	Наличие трубопроводов и других коммуникаций иной ведомственной принадлежности в охранной зоне нефтепровода:	
	большое количество (> 2)	2
	небольшое количество (≤ 2)	0,5
	вневедомственные коммуникации отсутствуют	0
4	Наличие участков автомобильных и железных дорог в пределах охранной зоны нефтепровода:	
	присутствуют	2
	отсутствуют	0

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Фактор F_{13}: Степень защищенности наземного оборудования

Балльная оценка защищенности наземного оборудования линейной части МН (узлы линейных задвижек, площади пуска и приема очистных устройств, воздушные переходы) от возможных актов вандализма, наезда транспортных средств и т.п. рассчитывается как сумма балльных оценок отдельных составляющих этого фактора $B_{12}^{(m)}$ (табл. П.5.4) по формуле

$$B_{13} = \sum_{m=1}^{4} B_{13}^{(m)} .$$

Таблица П.5.4

m	Наименование составляющей m фактора F_{13} — степень защиты наземного оборудования	$B_{13}^{(m)}$
1	Наличие и материал ограждения наземного оборудования:	
	ограждение отсутствует	3
	деревянный забор или ограда из тонкой арматуры высотой не более 1,0–1,2 м	1
	прочное стальное ограждение из труб	0
2	Наличие между авто- или железной дорогой и наземным оборудованием дополнительного «барьера»:	
	«барьер» отсутствует	3
	траншея или ров глубиной и шириной не менее 1,2 м	1
	лесопосадка или ряд бетонных столбиков	0
3	Расстояние от авто- или железной дороги до площадки наземного оборудования:	
	менее 25 м	3
	25–45 м	2
	45–55 м	1
	более 50 м	0
4	Наличие предупреждающих и запрещающих знаков:	
	отсутствуют	1
	присутствуют	0

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

В случае отсутствия на рассматриваемом участке трассы наземного оборудования балльная оценка принимается равной 0.

Фактор F_{14}: Состояние охранной зоны МН

Балльная оценка состояния охранной зоны определяется как сумма балльных оценок двух составляющих данного фактора по табл. П.5.5

Таблица П.5.5

m	Наименование составляющей m фактора F_{14} — состояние охранной зоны	$B_{14}^{(m)}$
1	Степень расчистки охранной зоны:	
	полоса расчищена в соответствии с требованиями ПТЭ	0
	возможен обзор трассы с земли и воздуха	1
	полоса расчищена неравномерно	2
	имеют место поросшие зеленью участки (с земли и воздуха трасса просматривается нечетко)	3
	полоса полностью поросла зеленью, трасса неразличима	5
2	Закрепление трассы знаками:	
	установлены все знаки в соответствии с ПТЭ	0
	установлены все знаки, но некоторые из них плохо просматриваются (например, из-за некачественной покраски)	1
	не все знаки установлены, требуется установка дополнительных знаков у авто- и железных дорог, водных переходов	2
	отсутствие большей части знаков	3
	полное отсутствие знаков закрепления трассы	5

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Фактор F_{15}: Частота патрулирования

Балльная оценка фактора выбирается непосредственно из табл. П.5.6 и соответствует фактической частоте обходов на рассматриваемом участке трассы.

Таблица П.5.6

m	Наименование составляющей m фактора F_{15} — частота патрулирования	$B_{15}^{(m)}$
1	Ежедневные обходы	0
2	Четыре раза в неделю	1
3	Три раза в неделю	1,5
4	Два раза в неделю	2
5	Один раз в неделю	3
6	От одного до трех раз в месяц	5
7	Менее одного раза в месяц	8
8	Патрулирование трассы не проводится	10

Фактор F_{16}: Согласование со сторонними организациями проведения работ в охранной зоне МН

Балльная оценка для данного фактора определяется как сумма балльных оценок его составляющих по табл. П.5.7

Таблица П.5.7

m	Наименование составляющей m фактора F_{16} — согласование со сторонними организациями проведения работ в охранной зоне МН	$B_{16}^{(m)}$
1	2	3
1	Наличие системы согласования на предмет проведения работ в охранной зоне между сторонними организациями и РНУ (АО МН):	
	отсутствует	3
	имеет место	0

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Окончание табл. П.5.7

1	2	3
2	Наличие планово-картографических материалов о фактическом расположении нефтепровода и его отводов:	
	имеются у районной администрации	0
	отсутствуют у районной администрации	1
3	Наличие планово-картографических материалов о фактическом расположении нефтепровода и его отводов:	
	имеются у предприятий-землепользователей	0
	отсутствуют у предприятий-землепользователей	3
4	Случаи несанкционированного проведения работ в охранной зоне за все время эксплуатации нефтепровода:	
	не имели места	0
	имел место 1 случай	1
	имели место неоднократно	3

Фактор F_{17}: Разъяснительные мероприятия в отношении населения и персонала предприятий иной ведомственной принадлежности

Балльная оценка для данного фактора определяется как сумма балльных оценок его составляющих по табл. П.5.8.

Составляющие факторов и их балльные значения могут уточняться применительно к конкретным МН по согласованию с представителями эксплуатирующей организации.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Таблица П.5.8

m	Наименование составляющей m фактора F_{17} — разъяснительные мероприятия в отношении населения и персонала предприятий иной ведомственной принадлежности	$B_{17}^{(m)}$
1	Работа РНУ (АО МН) по уведомлению населения о расположении трассы и ознакомлению с правилами поведения в охранной зоне МН:	
	не проводится	4
	проводится несистематически	1,5
	проводится систематически	0
2	Работа РНУ (АО МН) по уведомлению рабочих и персонала низового звена управления строительных, промысловых и им подобных предприятий иной ведомственной принадлежности о расположении трассы и обучению их правилам ведения работ в охранной зоне нефтепровода:	
	не проводится	4
	проводится несистематически	1,5
	проводится систематически	0

ГРУППА 2. КОРРОЗИЯ

Данная группа факторов оценивает объективно существующие на трассе условия, способствующие интенсификации почвенной коррозии (коррозионной активности грунтов, обводненности, других подземных металлических сооружений, в том числе токопроводящих) и эффективности пассивной и активной защиты нефтепровода от агрессивных коррозионных воздействий. Факторы, входящие в данную группу, перечислены в табл. П.5.9.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Таблица П.5.9

Обозначение и наименование фактора влияния в группе 2		Доля в группе q_{2j}
F_{21}	Наличие и качество работы устройств ЭХЗ	0,20
F_{22}	Состояние изоляционного покрытия	0,20
F_{23}	Коррозионная активность грунта	0,10
F_{24}	Продолжительность эксплуатации МН без замены изоляционного покрытия	0,10
F_{25}	Наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи МН	0,14
F_{26}	Проведение измерений в целях контроля эффективности ЭХЗ	0,13
F_{27}	Контроль защищенности МН	0,13

Фактор F_{21}: Наличие и качество работы устройств ЭХЗ

Балльная оценка данного фактора рассчитывается как сумма балльных оценок трех составляющих по табл. П.5.10.

Таблица П.5.10

m	Наименование составляющей m фактора F_{21} — наличие и качество работы устройств ЭХЗ	$B_{21}^{(m)}$
1	2	3
1	Защищенность МН в зависимости от протяженности ЭХЗ $L_{эхз}$ — сохранение разности потенциалов «труба–земля» в пределах от –0,85 до 1,2*В*:	
	$L_{эхз} = 100\ \%$	0
	$85\ \% < L_{эхз} < 99\ \%$	1
	$L_{эхз} < 85\ \%$	3

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Окончание табл. П.5.10

1	2	3
2	Срок ввода ЭХЗ в эксплуатацию на данном участке:	
	одновременно с нефтепроводом	0
	менее чем через 1 год после начала эксплуатации нефтепровода	1
	через 1–2 года после начала эксплуатации нефтепровода	2,5
	через 3–4 года после начала эксплуатации нефтепровода	3,5
	через 5–7 лет после начала эксплуатации нефтепровода	4
3	Периодичность технического осмотра, профилактического обслуживания и проверки работы средств ЭХЗ:	
	в соответствии с ПТЭ (не реже двух раз в месяц на УКЗ, четыре раза в месяц на УДЗ и один раз в полгода на УПЗ)	0
	с незначительными отклонениями от ПТЭ	1
	с грубыми нарушениями сроков	2

Фактор F_{22}: Состояние изоляционного покрытия

Итоговая балльная оценка по данному фактору складывается из балльных оценок четырех составляющих, приведенных в табл. П.5.11. При отсутствии изоляции $B_{22} = 10$.

Таблица П.5.11

m	Наименование составляющей m фактора F_{22} — состояние изоляционного покрытия	$B_{22}^{(m)}$
1	2	3
1	Соответствие применяемого материала и конструкции покрытия условиям окружающей среды и конструктивным параметрам нефтепровода:	
	тип покрытия полностью соответствует существующим внешним условиям и диаметру нефтепровода	0

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Продолжение табл. П.5.11

1	2	3
	в целом адекватная изоляция, но по некоторым параметрам она неточно соответствует специфическим условиям эксплуатации	1,5
	нанесенная изоляция непригодна для долгосрочной службы в данных условиях	2,5
2	Качество нанесения изоляционного покрытия:	
	применяется покрытие заводского нанесения	0
	нанесение покрытий в трассовых условиях производилось в полном соответствии с требованиями СНиП III-42–80 в присутствии представителя технадзора заказчика	0
	нанесение покрытий в трассовых условиях выполнялось со значительными отклонениями от требований СНиП (грунтовка нанесена не сразу после очистки и осушки или неточно соблюдены температурные пределы нанесения грунтовки или покрытия и т.п.)	1
	нанесение покрытий в трассовых условиях выполнялось со значительными отклонениями от требований СНиП (без тщательной очистки поверхности, без соблюдения температурных пределов нанесения и т.п.)	2
	нанесение изоляции в трассовых условиях выполнено неправильно, с пропуском ряда важных операций	2,5
3	Качество и периодичность контроля состояния покрытия:	
	полный контроль состояния изоляции (поиск дефектов методом выносного электрода или искателем повреждений, измерение переходного сопротивления, защитного тока, толщины, сплошности, адгезии) квалифицированным персоналом не реже одного раза в 2 года с немедленной передачей сведений в РНУ (АО МН)	0

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Окончание табл. П.5.11

1	2	3
	полный контроль состояния изоляции не реже одного раза в 2,5–3 года или неполный (при отсутствии 1-го типа измерений) не реже одного раза в 2 года, но достаточно квалифицированным персоналом	1,5
	нерегулярный и редкий (реже одного раза в 3 года) контроль	2
	редкий контроль с недостаточным приборным оснащением	2,5
4	Качество ремонта изоляции: сведения об обнаруженных дефектах покрытия немедленно регистрируются в специальной документации, существует график ремонтов, отремонтированные покрытия соответствуют требованиям, предъявляемым к основным покрытиям	0
	сведения об обнаруженных дефектах регистрируются регулярно, ремонты производятся по мере возможности, хотя и достаточно качественно	1,5
	сведения об обнаруженных дефектах регистрируются нерегулярно, ремонты производятся хаотично и недостаточно качественно	2
	сведения об обнаруженных дефектах не регистрируются, ремонты не производятся	2,5

Фактор F_{23}: Коррозионная активность грунта

Коррозионные свойства грунта зависят от его температуры, влажности, пористости, газопроницаемости, содержания солей – характеристик, которые интегрированы в удельном сопротивлении грунта $\rho_г$. Балльная оценка данного фактора складывается из балльных оценок трех составляющих (табл. П.5.12). В том случае, если сумма баллов превышает 10 (или при отсутствии данных о свойствах грунта), $B_{23} = 10$.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 20

Таблица П.5.12

m	Наименование составляющей *m* фактора F_{23} — коррозионная активность грунта	$B_{23}^{(m)}$
1	Удельное электросопротивление грунта $\rho_{гр}$, Ом · м:	
	$\rho_{гр} < 5$	10
	$5 \le \rho_{гр} \le 20$	$12–0{,}4\rho_{гр}$
	$20 < \rho_{гр} \le 100$	$5–0{,}05\rho_{гр}$
	$\rho_{гр} > 100$	0
2	Кислотность грунта, pH:	
	$3 \le pH \le 7$	$8{,}75–1{,}25pH$
	$pH > 7$	0
3	Деятельность микроорганизмов:	
	имеет место	2
	отсутствует	0

Фактор F_{24}: Продолжительность эксплуатации МН без замены изоляционного покрытия

Балльная оценка данного фактора рассчитывается по формулам:

при $\tau_{эксп} \le 8$ лет $\quad B_{24} = 0{,}25\,\tau_{эксп}$;

при $8 < \tau_{эксп} \le 20$ лет $\quad B_{24} = -3{,}33 + 0{,}66\,\tau_{эксп}$;

при $\tau_{эксп} > 20$ лет $\quad B_{24} = 10$,

где $\tau_{эксп}$ — продолжительность эксплуатации МН, лет.

Фактор F_{25}: Наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи МН

Балльная оценка протяженности зон электрохимического взаимодействия МН с другими металлическими подземными и наземными сооружениями (в том числе электрифицированными), линиями электропередачи рассчитывается как сумма оценок двух составляющих (табл. П.5.13). В случае когда сумма баллов превышает 10, принимается значение $B_{25} = 10$.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Таблица П.5.13

m	Наименование составляющей m фактора F_{25} — наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи нефтепровода	$B_{25}^{(m)}$
1	Количество находящихся в пределах 200 м от трассы металлических сооружений на анализируемом участке:	
	ни одного	0
	1–10	3
	11–25	7
	> 25	10
2	Наличие энергосистем постоянного и переменного тока:	
	отсутствуют в пределах 200 м от трассы	0
	присутствуют, но предусмотрена защита от блуждающих токов	5
	присутствуют, защита от блуждающих токов отсутствует	10

Фактор F_{26}: Проведение измерений в целях контроля эффективности ЭХЗ

Балльная оценка рассчитывается как сумма балльных оценок двух составляющих (табл. П.5.14).

Таблица П.5.14

m	Наименование составляющей m фактора F_{26} — проведение измерений в целях контроля эффективности ЭХЗ	$B_{26}^{(m)}$
1	2	3
1	Расстояния $L_{кв}$ между катодными выводами и проведение контроля вблизи других металлических сооружений:	
	$L_{кв} < 1{,}0$ км, контроль всех критичных участков	0

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Окончание табл. П.5.14

1	2	3
	1,0 < $L_{кв}$ < 3,0 км, контролируются все пересечения с другими подземными нефтепроводами и другие критичные участки, но не все переходы через искусственные препятствия	1,5
	между некоторыми катодными выводами $L_{кв}$ > 3,0 км не все критичные участки контролируются	3
2	Частота $f_{КИТ}$ (1/год) проведения измерений в КИТ:	
	$f_{КИТ}$ >2	0
	1 < $f_{КИТ}$ < 2	5
	$f_{КИТ}$ < 1	10

Фактор F_{27}: Контроль защищенности нефтепровода

Балльная оценка контроля защищенности нефтепровода определяется временем $\tau_{кит}$ (количеством лет), прошедшим с момента проведения последних измерений в КИТ (табл. П.5.15).

Таблица П.5.15

m	Наименование составляющей m фактора F_{27} — контроль защищенности нефтепровода	$B_{27}^{(m)}$
1	$\tau_{КИТ} \le 5$ лет	$0{,}2\,\tau^2_{КИТ}$
2	$10 \ge \tau_{КИТ} > 5$ лет	$\tau_{КИТ}$
3	$\tau_{КИТ} > 10$ лет	10

ГРУППА 3. КАЧЕСТВО ПРОИЗВОДСТВА ТРУБ

Влияние производственных факторов на вероятность аварии связано с возможным наличием дефектов поставляемых труб и оборудования. В составе данной группы факторов целесообразно также

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

рассматривать продолжительность эксплуатации нефтепровода, которая существенно влияет на аварийное проявление (утечки, разрывы) производственных дефектов труб.

В данной группе учитываются три фактора влияния (табл. П.5.16)

Таблица П. 5.16

Обозначение и наименование фактора влияния в группе 3		Доля в группе q_{3j}
F_{31}	Технология изготовления и марка стали труб	0,5
F_{32}	Поставщик труб	0,3
F_{33}	Продолжительность эксплуатации участка МН	0,3

Фактор F_{31}: Технология изготовления и марка стали труб

Балльная оценка фактора выбирается непосредственно из табл. П.5.17 в соответствии с эксплуатируемым на анализируемом участке типом труб.

Таблица П.5.17

№ п/п	Наименование фактора F_{31} — технология изготовления и марка стали труб	B_{31}
1	2	3
1	Трубы сварные (прямошовные и спиральношовные) из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений методами неразрушающего контроля.	

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

Продолжение табл. П.5.17

1	2	3
	Марки стали: 08Г2ФБТ, 10Г2Т, 10Г2БТ, 10Г2ФБ, Х70, 09Г2БТ, 08Г2ФЮ, 08Г2Т-У, 117Г1С-У, 17ГС-У, 10Г2БТЮ1, 10Г2БТЮ2, 10Г2ФБЮ1. Импортные: по ТУ 100–86, ТУ 75–86, ТУ 530–89МГ, ТУ 20–88, ТУ 56–83	0
2	Трубы сварные (прямошовные и спиральношовные) из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки (17ГС, 17Г1С, 13Г2АФ, 17Г1С-У) и термически упрочненные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений методами неразрушающего контроля. Бесшовные из катаной или кованой заготовки (09Г2С, 20), прошедшие 100 %-ный контроль методами неразрушающего контроля, бесшовные горячедеформированные (13ГФА, 12ГА, 16 ГА) — малый диаметр	4
3	Трубы сварные (прямошовные и спиральношовные) из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали (08Г2Т, 08Г2Т-У, 13Г2АФ, 08ГБЮТ, 17ГС, 17Г1С) и термически упрочненные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений методами неразрушающего контроля. Бесшовные холодно- и горячедеформированные (10Г2, 20), прошедшие 100 %-ный контроль методами неразрушающего контроля, электросварные из углеродистой и низколегированной сталей (Вст, 3сп, 10сп, 10, 20, 09Г2СФ, 08ГБЮТ, 08ГБЮТР) — малый диаметр	7

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Окончание табл П.5.17

1	2	3
4	Трубы сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты (17Г1С, 17Г1С-У нетермообработанные, импортные по ТУ 22-28–88 с 50 %-ным УЗ-контролем, ТУ 20-28/92VSZ). Бесшовные трубы из углеродистой и низколегированной стали 10, 20, 10Г2, бесшовные горячедеформированные (20ЮТ, 15ГЮТ, ТУ 387–90), из катаной заготовки (10, 20, 10Г2, 09Г2), электросварные (10, 20, Ст 3сп, 10сп) — малый диаметр	10

Фактор F_{32}: Поставщик труб

Таблица П.5.18

№ п/п	Наименование фактора F_{32} — поставщик труб	B_{32}
1	ФРГ, Италия, Япония	0
2	Харцызский трубопрокатный завод	2
3	Выксунский металлургический завод Новомосковский трубный завод	4
4	Челябинский трубопрокатный завод Волжский трубный завод	6
5	Другие отечественные заводы, Болгария, Чехия	9

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 20

Фактор F_{33}: Продолжительность эксплуатации участка МН ($\tau_{эксп}$)

Таблица П.5.19

№ п/п	Наименование фактора F_{33} — продолжительность эксплуатации участка МН	B_{33}
1	$0 < \tau_{эксп} \le 4$ года	9
2	$4 < \tau_{эксп} \le 15$ лет	3
3	$\tau_{эксп} > 15$ лет	6

ГРУППА 4. КАЧЕСТВО СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ

Некачественное или неправильное выполнение строительно-монтажных работ (СМР) чревато появлением дефектов труб и изоляционного покрытия, возникновением дополнительных напряжений в нефтепроводе, нарушением его устойчивости, что в свою очередь значительно повышает вероятность возникновения аварии на этапе эксплуатации. Качество СМР зависит от многих факторов, среди которых важное место занимают сложность трассы, климатические условия, уровень квалификации строителей, контроль всех строительных операций, адекватность и качество материалов, условия их транспортирования и хранения (табл. П.5.20).

Таблица П.5.20

Обозначение и наименование фактора влияния в группе 4		Доля в группе q_{4j}
1	2	3
F_{41}	Категория участка по сложности производства работ	0,15
F_{42}	Уровень «комфортности» производства работ	0,15

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Окончание табл. П.5.20

1	2	3
F_{43}	Контроль качества строительных работ	0,25
F_{44}	Контроль качества сварных соединений	0,25
F_{45}	Адекватность применяемых материалов и изделий	0,1
F_{46}	Качество хранения и обращения с материалами	0,1

Фактор F_{41}: Категория участка по сложности производства работ

Сложность трассы, характеризуемая степенью пересеченности и обводненности местности, наличием мерзлых грунтов и т.п., влияет на условия и передвижения и работы строительных машин и механизмов, их энергообеспечения, трудоемкость всех технологических операций.

Балльная оценка факторов выбирается непосредственно из табл. П.5.21 в зависимости от того, к какой категории относится анализируемый участок.

Таблица П.5.21

№ п/п	Наименование фактора F_{41} — категория участка МН по сложности производства работ	B_{41}
1	2	3
1	Участки I категории сложности (подводные и надводные переходы через реки шириной более 50 м, болота II и III типа, барханные незакрепленные пески, продольные уклоны крутизной более 30° и протяженностью более 100 м, горные участки, вечномерзлые грунты)	9

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России

Окончание табл. П.5.21

1	2	3
2	Участки II категории сложности (подводные и надводные переходы через реки шириной до 50 м, болота I типа, закрепленные барханные пески, продольные уклоны крутизной до 33°, косогорные участки с боковой крутизной до 15°, подземные и воздушные переходы через железные дороги; отдельные продольные уклоны с крутизной более 30° и протяженностью менее 100 м, овраги и балки)	6
3	Участки III категории сложности (отдельные продольные уклоны крутизной до 30° малой протяженности, косогорные участки с малой крутизной, подземные и воздушные переходы через автодороги, балки)	2
4	Равнинные участки	0

Фактор F_{42}: Уровень «комфортности» производства работ

Данный фактор учитывает влияние неблагоприятных климатических и местных природных условий (холода, жары, сырости) для работы строителей на качество выполнения основных технологических операций, в частности ручной дуговой сварки стыков. Балльная оценка фактора выбирается непосредственно из табл П.5.22 в зависимости от принадлежности анализируемого участка к тому или иному климатическому району (КР) в пределах России, местности и сезона строительства. Обозначения КР приводятся в соответствии с [5].

Таблица П.5.22

№ п/п	Наименование фактора F_{42} — «комфортность» производства работ	B_{42}
1	2	3
1	От умеренно холодного до умеренно теплого (II_4, II_5, II_6, II_7, II_8, II_9); лето	1

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Окончание табл. П.5.22

1	2	3
2	Умеренно теплый с мягкой зимой (II_9); весна, осень	2
3	От умеренно холодного до умеренно теплого (II_4, II_5, II_6, II_7); зима	3
4	Умеренно теплый влажный, умеренно теплый с мягкой зимой (II_8, II_9); зима	4
5	Холодный, очень холодный (I_1, I_2); весна	5
6	Арктический (II_2, II_3); весна, осень, лето	6
7	Арктический, холодный, очень холодный (I_1, I_2, II_2, II_3); зима	7
8	От умеренно холодного до умеренно теплого (II_4, II_5, II_6, II_7); весна, осень	9
9	От умеренно холодного до умеренно теплого (II_4, II_5, II_6, II_7); холодный, очень холодный (I_1, I_2); весна, лето, осень (болотистая местность)	10
10	Арктический, холодный, очень холодный (I_1, I_2, II_2, II_3); лето (болотистая местность)	10

Фактор F_{43}: Контроль качества строительных работ

Влияние данного фактора определяется полнотой и тщательностью контроля качества земляных, изоляционно-укладочных работ и обратной засыпки (контроль качества сварных соединений выделен в отдельный фактор), позволяющего вовремя выявить нарушения проекта и установленных допусков. Балльная оценка выбирается из табл. П.5.23.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Таблица П.5.23

№ п/п	Наименование фактора F_{43} — контроль качества строительных работ	B_{43}
1	Производителями работ осуществлялся операционный контроль качества по всем технологическим процессам, был произведен выборочный контроль качества всех видов работ представителями заказчика, органами госнадзора и госинспекции, о чем свидетельствуют соответствующие документы	9
2	Производителями работ осуществлялся операционный контроль качества по всем технологическим процессам, был произведен выборочный контроль качества отдельных видов работ представителями заказчика, о чем свидетельствуют соответствующие документы	1
3	Производителями работ осуществлялся операционный контроль качества по всем технологическим процессам, о чем свидетельствуют соответствующие документы	6
4	Производителями работ осуществлялся операционный контроль качества, однако в документации это отражено слабо	2
5	О производимых проверках качества работ ничего не известно	0

Фактор F_{44}: Контроль качества сварных соединений

Влияние данного фактора на вероятность возникновения аварийных утечек нефти из МН определяется полнотой охвата сварных стыков в пределах анализируемого участка контролем физическими методами как наиболее объективным видом контроля. Балльная оценка рассчитывается по следующим формулам:

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

для участков категорий B, I, II, III

при $55\ \% \le K_{св} \le 100\ \%$ $B_{44} = 22 - 0{,}22K_{св}$;

при $K_{св} < 55\ \%$ $B_{44} = 10$;

для участков IV категории

при $K_{св} < 10\ \%$ $B_{44} = 10$;

при $10\ \% \le K_{св} \le 20\ \%$ $B_{44} = 15 - 0{,}5K_{св}$;

при $20\ \% < K_{св} \le 100\ \%$ $B_{44} = 7{,}8 \cdot 10^{-4} (K_{св} - 100)^2$,

где $K_{св}$ — процент охвата сварных стыков контролем физическими методами.

Фактор F_{45}: Адекватность применяемых материалов и изделий

Применение при строительстве МН материалов и изделий (труб, изоляционных покрытий, защитных механических покрытий, балластировочных устройств, арматуры, вставок, мягкой подсыпки и засыпки), не соответствующих проекту, может привести к аварии на этапе эксплуатации. Балльная оценка выбирается из табл. П.5.24 исходя из наличия документации, свидетельствующей о применении материалов и изделий на этапе строительства анализируемого участка строго по проекту.

Таблица П.5.24

№ п/п	Наименование фактора F_{45} — адекватность применяемых материалов и изделий	B_{45}
1	2	3
1	Имеется в наличии вся документация, свидетельствующая о применении строго соответствующих проекту материалов и изделий, а также сертификаты, паспорта, другие документы, подтверждающие качество примененных материалов и изделий	0
2	Имеющаяся документация свидетельствует о произведенных заменах материалов и изделий, требуемых по проекту, на подобные по основным характеристикам	1,5

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России 2002

Окончание табл. П.5.24

1	2	3
3	При отсутствии части подтверждающей документации существуют свидетельства персонала об отсутствии нарушений проектных требований в части примененных материалов и изделий	3
4	Существуют документальные свидетельства о применении на этапе строительства материалов и изделий, не соответствующих проекту и в той или иной степени отличающихся от проектных по основным характеристикам в худшую сторону	8
5	Отсутствие документации, подтверждающей применение материалов и изделий в соответствии с проектом	10

Фактор F_{46}: Качество хранения и обращения с материалами

Балльная оценка зависит от условий транспортирования материалов до места строительства (дальность перевозки, число перегрузок, приспособленность транспортных средств), условий хранения до момента установки, режимов подготовки материалов к установке, аккуратности обращения с ними во время проведения технологических операций и рассчитывается как сумма балльных оценок трех составляющих (табл. П.5.25).

Таблица П.5.25

m	Наименование составляющей m фактора F_{46} — качество хранения и обращения с материалами	$B_{46}^{(m)}$
1	2	3
1	Условия транспортирования: транспортирование на специальных транспортных средствах в требуемом положении с амортизирующими прокладками и минимальным числом погрузок-разгрузок щадящими способами	0

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Окончание табл. П.5.25

1	2	3
	транспортирование на специальных транспортных средствах в требуемом положении с амортизирующими прокладками, но с большим числом погрузок-разгрузок	2
	транспортирование на неприспособленном транспорте или в неправильном положении с превышением пределов по загрузке	4
	неправильные методы погрузки-разгрузки (сбрасывание, перемещение волоком и т.п.)	6
2	Условия хранения:	
	материалы защищены от вредных воздействий окружающей среды и хранятся в правильном положении	0
	материалы защищены от вредных воздействий окружающей среды, но хранятся в неправильном положении	1
	материалы не защищены от вредных воздействий	3
3	Условия обращения с материалами при производстве работ:	
	способы подготовки материалов к установке и обращение с ними во время технологических операций строго соответствуют требованиям СНиП по производству работ	0
	не соответствуют требованиям СНиП по производству работ	2

ГРУППА 5. КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Данная группа включает факторы (табл. П.5.26), отражающие влияние на вероятность аварии качества основных проектных решений. Здесь оценивается точность учета всех возможных нагрузок и воздействий на МН при расчете его конструкции.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 200

Таблица П.5.26

Обозначение и наименование фактора влияния в группе 5		Доля в группе q_{5j}
F_{51}	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой	0,35
F_{52}	Усталость металла	0,3
F_{53}	Возможность возникновения гидравлических ударов	0,15
F_{54}	Системы телемеханики и автоматики (СТА)	0,2

Фактор F_{51}: Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой

Расчетное значение толщины стенки МН $\delta_{расч}$ сравнивается с наименьшим (в пределах данного участка) фактическим значением толщины стенки $\delta_{факт}$, полученным либо путем измерений, либо вычитанием максимального производственного допуска из номинального значения толщины стенки труб, уложенных на анализируемом участке нефтепровода. Итоговая балльная оценка рассчитывается через отношение $\delta_{расч}/\delta_{факт}$ с помощью следующих формул:

при $1{,}0 < \delta_{расч}/\delta_{факт} \le 1{,}8$ $\quad B_{51} = 22{,}5 - 12{,}5(\delta_{расч}/\delta_{факт})$;
при $\delta_{расч}/\delta_{факт} < 1{,}0$ $\quad B_{51} = 10$;
при $\delta_{расч}/\delta_{факт} > 1{,}8$ $\quad B_{51} = 10$.

Фактор F_{52}: Усталость металла

Балльная оценка данного фактора базируется на оценке степени «неблагоприятности» комбинации числа циклов нагружения, имевших место за все время эксплуатации анализируемого участка, и амплитуды этой нагрузки, выраженной в процентах от рабочего давления $P_{раб}$ в нефтепроводе (табл. П.5.27).

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Таблица П.5.27

Значения фактора F_{52} в зависимости от амплитуды нагрузки и числа циклов нагружения					
Амплитуда нагрузки, % от $P_{раб}$	Число циклов нагружения в течение всего периода эксплуатации				
	$<10^3$	10^3–10^4	10^4–10^5	10^5–10^6	$>10^6$
100	5,5	6,7	8,0	9,3	10
90	4,0	6,0	7,3	8,7	9,3
75	3,4	5,5	6,7	8,0	8,7
50	2,7	4,7	6,0	7,3	8,0
25	2,0	4,0	5,5	6,7	7,3
10	1,4	3,4	4,7	6,0	6,7
5	1	2,7	4,0	5,5	6,0

Фактор F_{53}: Возможность возникновения гидравлических ударов

Степень влияния данного фактора на вероятность возникновения аварийной ситуации при перекачке жидких сред определяется вероятностью образования волн давления, превышающих рабочее давление в нефтепроводе $P_{раб}$ более чем на 10 %. Балльная оценка определяется по табл. П.5.28.

Таблица П.5.28

№ п/п	Наименование фактора F_{53} — возможность возникновения гидравлических ударов	B_{53}
1	2	3
1	Высокая вероятность гидравлических ударов (наличие на анализируемом участке запорной арматуры, насосов, высокая скорость жидкости; отсутствие устройств, предотвращающих гидроудары)	8

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Окончание табл. П.5.28

1	2	3
2	Средняя или низкая вероятность гидравлических ударов (параметры и скорость жидкости не исключают возможности возникновения волн давления, но опасности они не представляют, поскольку гасятся соответствующими устройствами — уравнительными резервуарами, предохранительными клапанами, устройствами медленного закрытия задвижек)	4
3	Низкая или нулевая вероятность гидравлических ударов (практически исключена возможность возникновения всплеска давления, превышающего на 10 % $P_{раб}$)	0

Фактор F_{54}: Системы телемеханики и автоматики (СТА)

Степень влияния данного фактора на вероятность возникновения аварии вследствие повышения давления сверх допустимого уровня определяется тем, насколько полно (по охвату эксплуатационного участка), точно (по месту) и оперативно система обеспечивает дистанционное измерение давления в пределах РНУ, обеспечивает ли аварийную сигнализацию по давлению, автоматическое управление системами отключения перекачивающих агрегатов и соответствующей арматуры, включает ли подсистему предотвращения гидроударов (табл. П.5.29).

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Таблица П.5.29

№ п/п	Наименование фактора F_{54} — системы телемеханики и автоматики (СТА)	B_{54}
1	Системы телемеханики и автоматики (СТА) обеспечивают телеизмерение давления на НПС и линейной части МН в пределах эксплуатируемого участка, телесигнализацию положения линейных задвижек по трассе, аварийную сигнализацию и автоматическое отключение магистральных насосов (остановку перекачки) в случае недопустимого повышения давления. На нефтепроводах имеются системы гашения ударной волны и системы обнаружения утечек на участках нефтепровода	0
2	Системы телемеханики обеспечивают телеизмерение давления в пределах эксплуатируемого участка, телесигнализацию положения линейных задвижек по трассе, аварийную сигнализацию технологических параметров. Число баллов определяется надежностью системы	5
3	Системы телемеханики отсутствуют	10

ГРУППА 6. ПРИРОДНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

В данной группе рассматриваются факторы влияния, связанные с природными воздействиями механического характера:

повреждения МН при деформациях грунта, происходящих в форме обвалов, оползней, селевых потоков, термокарста, пучения грунта, солифлюкции;

повреждения прямых и слабоизогнутых участков МН вследствие продольно-поперечного изгиба МН от действия термических сжимающих нагрузок с разрушением засыпки, полной потерей устойчивости изогнутого состояния и резким нарастанием прогибов и пластических деформаций в сечении нефтепровода;

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

неравномерная осадка МН, которая более всего проявляется на наземных узлах разветвленной конфигурации (узлах подключения к НПС), линейной арматуре, камерах пуска и приема очистных устройств, береговых «гребенках» и на примыкающих к ним участках;

размывы траншеи на подводном переходе МН, связанные с переформированием русла реки, и повреждения МН от гидродинамического воздействия потока.

Данная группа включает четыре фактора влияния (табл. П.5.30).

Таблица П.5.30

Обозначение и наименование фактора влияния в группе 6		Доля в группе q_{6j}
F_{61}	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	0,2
F_{62}	Несущая способность грунта	0,15
F_{63}	Наличие на участке линейной арматуры и наземных узлов разветвленной конфигурации	0,15
F_{64}	Проведение превентивных мероприятий	0,5

Фактор F_{61}: Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода

Балльная оценка определяется в соответствии с вероятностью перемещений грунта или размыва подводного перехода (табл. П.5.31). Категории участков МН при переходах через водные преграды принимаются в соответствии с табл. 3* в [13].

Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Таблица П.5.31

№ п/п	Наименование фактора F_{61} — вероятность перемещения грунта или размыва подводного перехода	B_{61}
1	Высокая вероятность. Перемещения грунта являются обычным явлением, наблюдаются регулярные сдвиги и разрывы грунта, оползни, оседания, обвалы, пучения. Зоны сейсмической активности, зоны вечной мерзлоты, зоны шахтных разработок, горные районы. Подводный переход относится к 3 или 2 типу	10
2	Средняя вероятность. Топография и типы грунта не исключают возможности перемещений грунта, однако значительные деформации грунта наблюдаются редко. Повреждений или недопустимых изменений положения МН по этой причине не зарегистрировано. Подводный переход относится ко 2 типу	5
3	Низкая вероятность. Перемещения грунта наблюдаются редко. Смещения и повреждения МН практически исключены. Подводный переход относитсяк 1 типу	1
4	Никаких признаков, указывающих на потенциальную угрозу, связанную с перемещениями грунта, нет	0
5	Информация о возможности перемещений грунта на подводном переходе отсутствует	10

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России,

Фактор F_{62}: Несущая способность грунта

Таблица П.5.32

№ п/п	Наименование фактора F_{62} — несущая способность грунта	B_{62}
1	Низкая (торфяники — сильно- и слаборазложившиеся; зоны болот; пески — пылеватые твердомерзлые и пылеватые с включениями гальки, гравия и валунов; супеси твердомерзлые — мало- и сильнольдистые)	10
2	Средняя (суглинки твердомерзлые — малольдистые и льдистые, суглинки с включениями гравия и гальки)	5
3	Нормальная (глины твердомерзлые — малольдистые и льдистые, глинистые сланцы с кварцевыми жилами, галечниковые грунты и супеси с включениями гравия и гальки)	2

Фактор F_{63}: Наличие на участке линейной арматуры и наземных узлов разветвленной конфигурации

Таблица П.5.33

№ п/п	Наименование фактора F_{63} — наличие на участке линейной арматуры и наземных узлов разветвленной конфигурации	B_{63}
1	На участке присутствует надземный узел со сложной обвязкой и арматурой без фундамента	10
2	На участке присутствует сложный надземный узел с арматурой на фундаменте, рамная конструкция рассчитана с учетом рекомендаций современных нормативных документов	5
3	На участке присутствует линейная арматура без фундамента	7
4	На участке присутствует линейная арматура на фундаменте	3
5	Надземные сооружения отсутствуют	0

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Фактор F_{64}: Проведение превентивных мероприятий

К превентивным мероприятиям относятся:

1. Меры, обеспечивающие физическую защиту или ослабление напряжений в МН: заложение МН ниже глубины деформаций грунта (для подводных переходов — ниже предполагаемой глубины размыва), перенос участка трассы, устройство подпорных стенок на косогорах, установка компенсаторов, грунтовая разгрузка МН с помощью устройства параллельных траншей.

2. Меры по изменению свойств грунта, например осушение грунта с помощью систем дренажа.

3. Охлаждение перекачиваемого продукта на участках с вечной мерзлотой.

4. Проведение мониторинга деформаций грунта и перемещений нефтепровода.

Балльная оценка определяется тем, проводятся или нет предупредительные мероприятия на анализируемом участке трассы в случае необходимости их проведения и рассчитывается как сумма балльных оценок четырех составляющих (табл. П.5.34).

Таблица П.5.34

m	Наименование составляющей m фактора F_{64} — проведение превентивных мероприятий	$B_{64}^{(m)}$
1	2	3
1	Меры по ослаблению напряжений в МН:	
	имели место (или не требуются)	0
	не имели места или неадекватны	2
2	Мероприятия по изменению свойств грунта:	
	проводятся (или не требуются)	0
	не проводятся или проводятся неадекватно	1,5

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России 2002

Окончание табл. П.5.34

1	2	3
3	Мониторинг деформаций грунта и перемещений нефтепровода: проводится постоянно с помощью, например, инженерно-сейсмометрических станций проводится визуально два раза в год (весной и осенью) с помощью неподвижных реперов на трассе не проводится или проводится редко	 0 1 3
4	Обследование подводного перехода проводится: с периодичностью в соответствии с ПТЭ реже, чем требуется по ПТЭ	 0 3

ГРУППА 7. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ФАКТОРЫ

На возможность отказов во время работ, предусмотренных ПТЭ, влияют подготовка и слаженность работы персонала, выполнение инструкций, качество средств связи между персоналом НПС и диспетчером РНУ (АО МН) и другие факторы (табл. П.5.35).

Таблица П.5.35

Обозначение и наименование фактора влияния в группе 7		Доля в группе q_{7j}
F_{71}	Эксплуатационная документация	0,2
F_{72}	Периодичность контроля и ремонтов	0,25
F_{73}	Качество профилактических работ и ремонта	0,25
F_{74}	Качество связи	0,1
F_{75}	Уровень обучения персонала	0,2

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Фактор F_{71}: Эксплуатационная документация

Балльная оценка данного фактора влияния определяется наличием у персонала линейной эксплуатационной службы (ЛЭС) и своевременным обновлением всей необходимой в соответствии с ПТЭ технической и оперативной документации по линейной части МН, а именно: схем обслуживаемых участков, технических паспортов на МН и подводные переходы, паспортов основного оборудования, производственных, должностных и противопожарных инструкций, инструкций по эксплуатации оборудования, инструкций на аварийную технику, журнала осмотра трассы, журнала регистрации ремонтных работ на трассе, журнала линейного ремонтера, технических актов на ликвидацию аварий и повреждений, оперативной документации по метанолу, плана сбора аварийной бригады, журнала учета выезда аварийных машин. Балльная оценка рассчитывается как сумма балльных оценок трех составляющих (табл. П.5.36).

Таблица П.5.36

m	Наименование составляющей m фактора F_{71} — эксплуатационная документация	$B_{71}^{(m)}$
1	Наличие необходимой документации:	
	в наличии весь объем документации	0
	часть документации отсутствует	2
2	Внесение необходимых изменений и записей:	
	необходимые изменения и записи вносятся незамедлительно	0
	изменения и записи вносятся с задержками	1,5
	изменения не вносятся	4
3	Пересмотр инструкций и схем:	
	производится не реже одного раза в 3 года	0
	производится реже одного раза в 3 года	2

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России.

Фактор F_{72}: Периодичность контроля и ремонтов

Балльная оценка назначается в зависимости от степени соблюдения требуемого по ПТЭ графика проведения осмотров, контрольных операций, межремонтного обслуживания и ремонтов на линейной части МН (табл. П.5.37).

Таблица П.5.37

m	Наименование составляющей m фактора F_{72} — периодичность контроля и ремонтов	$B_{72}^{(m)}$
1	В соответствии с ПТЭ	0
2	Ряд проверок и ремонтов проводится реже, чем требуется по ПТЭ	5
3	Требуемая периодичность не соблюдается систематически	10

Фактор F_{73}: Качество профилактических работ и ремонта

Баллы назначаются в зависимости от качества проведенных на анализируемом участке нефтепровода профилактических работ и ремонта из числа предусмотренных ПТЭ на различных технологических подсистемах и элементах линейной части, неисправность которых повышает вероятность аварийных утечек нефти из МН (трубы, изоляция, ЭХЗ, арматура, водопропускные сооружения) (табл. П.5.38).

Таблица П.5.38

m	Наименование составляющей m фактора F_{73} — качество профилактических работ и ремонта	$B_{73}^{(m)}$
1	Хорошее	0
2	Удовлетворительное	5
3	Неудовлетворительное	10

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Фактор F_{74}: Качество связи

Баллы назначаются в зависимости от наличия и надежности средств связи между «полевым» персоналом (обходчиками, линейными ремонтниками) и диспетчером РПД (РНУ) (табл. П.5.39)

Таблица П.5.39

m	Наименование составляющей m фактора F_{74} — качество связи	$B_{74}^{(m)}$
1	Хорошее (радиосвязь)	0
2	Удовлетворительное (стационарный телефон, например, в доме обходчика)	5
3	Неудовлетворительное (связь неисправна или отсутствует)	10

Фактор F_{75}: Уровень обучения персонала

Квалификация персонала определяется наличием и уровнем программ обучения и тестирования. Балльная оценка данного фактора рассчитывается по формуле

$$B_{75} = 10 - \sum_{m=1}^{3} B_{75}^{(m)},$$

где балльная оценка фактора $B_{75}^{(m)}$ назначается из табл. П.5.40.

Таблица П.5.40

m	Наименование составляющей m фактора F_{75} — уровень обучения персонала	$B_{75}^{(m)}$
1	2	3
1	Курсовое обучение нового персонала и повышение квалификации, изучаемые предметы:	
	характеристики продукта	0,5
	напряжения в стенке нефтепровода	0,5
	коррозия нефтепровода	0,5

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Окончание табл. П.5.40

1	2	3
	технология и управление	0,5
	устройство и работа оборудования	1
	устранение отказов	1
	ПТЭ, ПТБ, производственные и должностные инструкции	1
	проведение противоаварийных и противопожарных тренировок на рабочих местах	1
2	Повторные циклы обучения	2
3	Требуемое периодическое тестирование персонала	2

ГРУППА 8. ДЕФЕКТЫ ТЕЛА ТРУБЫ И СВАРНЫХ ШВОВ

В данную группу входят три фактора (табл. П.5.41), отражающие контроль (диагностику) состояния МН с помощью внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС). Учитываются время, прошедшее после последней диагностики, принятые меры, количество (плотность) и опасность дефектов трубы (гофров, вмятин, потерь металла, расслоений, трещин и др.), обнаруженные с помощью ВИС.

«Опасность» дефектов (то есть способность дефектов реально снижать несущую способность трубы) определяется расчетным путем по нормативам ОАО «АК «Транснефть» и ОАО ЦТД «Диаскан» [22, 23, 24], согласованным с Госгортехнадзором России. «Опасные» дефекты подлежат ремонту. До проведения ремонта допускается эксплуатация участка МН с пониженным давлением.

Таблица П.5.41

Обозначение и наименование фактора влияния в группе 8		Доля в группе q_{8j}
F_{81}	Количество «опасных» дефектов на участке трассы	0,3
F_{82}	Количество «неопасных» дефектов на участке трассы	0,2
F_{83}	Диагностика	0,5

Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Фактор F_{81}: Количество опасных дефектов на участке трассы

Оценка фактора F_{81}, связанного со средним количеством (плотностью) «опасных» дефектов, обнаруженных ВИС на 1 км участка, определяется по табл. П.5.42.

Таблица П.5.42

№ п/п	Наименование фактора F_{81} — количество «опасных» дефектов	B_{81}
1	> 10	10
2	От 1 до 10	7
3	От 0,1 до 1	3
4	< 0,1	1
5	«Опасных» дефектов не обнаружено	0

Фактор F_{82}: Количество неопасных дефектов на участке трассы

Оценка фактора F_{82}, связанного со средним количеством «неопасных» дефектов, обнаруженных ВИС на 1 км участка, определяется по табл. П.5.43.

Таблица П.5.43

№ п/п	Наименование фактора F_{82} — количество «неопасных» дефектов	B_{82}
1	> 50	10
2	От 30 до 50	7
3	От 10 до 30	3
4	< 10	1
5	«Неопасных» дефектов не обнаружено	0

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Фактор F_{83}: Диагностика

Балльная оценка этого фактора определяется по одной из формул в зависимости от времени $\tau_{сн}$, прошедшего со дня последнего пропуска ВИС:

при $\tau_{сн} \le 5$ $B_{83} = \tau_{сн}\,(1-2\alpha/2,3\tau_{сн})$;
при $10 \ge \tau_{сн} > 5$ $B_{83} = \tau_{сн}$;
при $\tau_{сн} > 10$ $B_{83} = 10$,

где параметр α для различных типов ВИС приведен в табл. П.5.44 для случаев обнаружения «неопасных» и «опасных» дефектов.

При эксплуатации участка нефтепровода с неустраненными «опасными» дефектами $B_{83} = 10$.

Таблица П.5.44

Значения коэффициента α в зависимости от вида дефектов и типа ВИС					
Вид дефекта	«Калипер»	«Ультраскан-WM»	Магнитный дефектоскоп	Ультразвуковой «CD»	Другие типы
«Неопасные» дефекты	0,1	0,5	0,3	0,5	0,2
«Опасные» дефекты	0,05	0,25	0,15	0,25	0,1

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Приложение 6

УДЕЛЬНЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ УЩЕРБ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ НЕФТЬЮ

Удельный экологический ущерб оценивается как ожидаемая сумма штрафов в расчете на 1 т нефти, разлившейся при аварии нефтепровода. Расчеты удельного экологического ущерба произведены на основе [8]. Метод расчета приведен в [11].

Территория Российской Федерации, на которой размещены магистральные нефтепроводы, разделена на районы (рис. П.6.1). Индекс района состоит из арабской цифры (всего выделено пять типов районов, обозначенных цифрами от 1 до 5). Каждый тип района характеризуется определенными значениями удельного экологического ущерба от загрязнения водных объектов, почвы и атмосферы (табл. П.6.1).

Таблица П.6.1

Удельный экологический ущерб от загрязнения природных сред нефтью в ценах 1997 г.					
Показатель удельного экологического ущерба	Индекс района на схеме (рис. П.6.1)				
	1	2	3	4	5
$R_d^{п(1т)}$, тыс. руб./т	1440	1440	1440	1500	1740
$R_d^{в(1т)}$, тыс. руб./т	480	780	900	900	900
$R_d^{а(1т)}$, тыс. руб./т	420	420	480	480	480
$R_d^{п(1т)} + R_d^{в(1т)}$, тыс. руб./т	1920	2220	2340	2400	2640

Примечание: $R_d^{п(1т)}$, $R_d^{в(1т)}$, $R_d^{а(1т)}$ — удельный экологический ущерб (в расчете на 1 т потерянной нефти) от загрязнения почвы, поверхностных вод и атмосферы соответственно.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

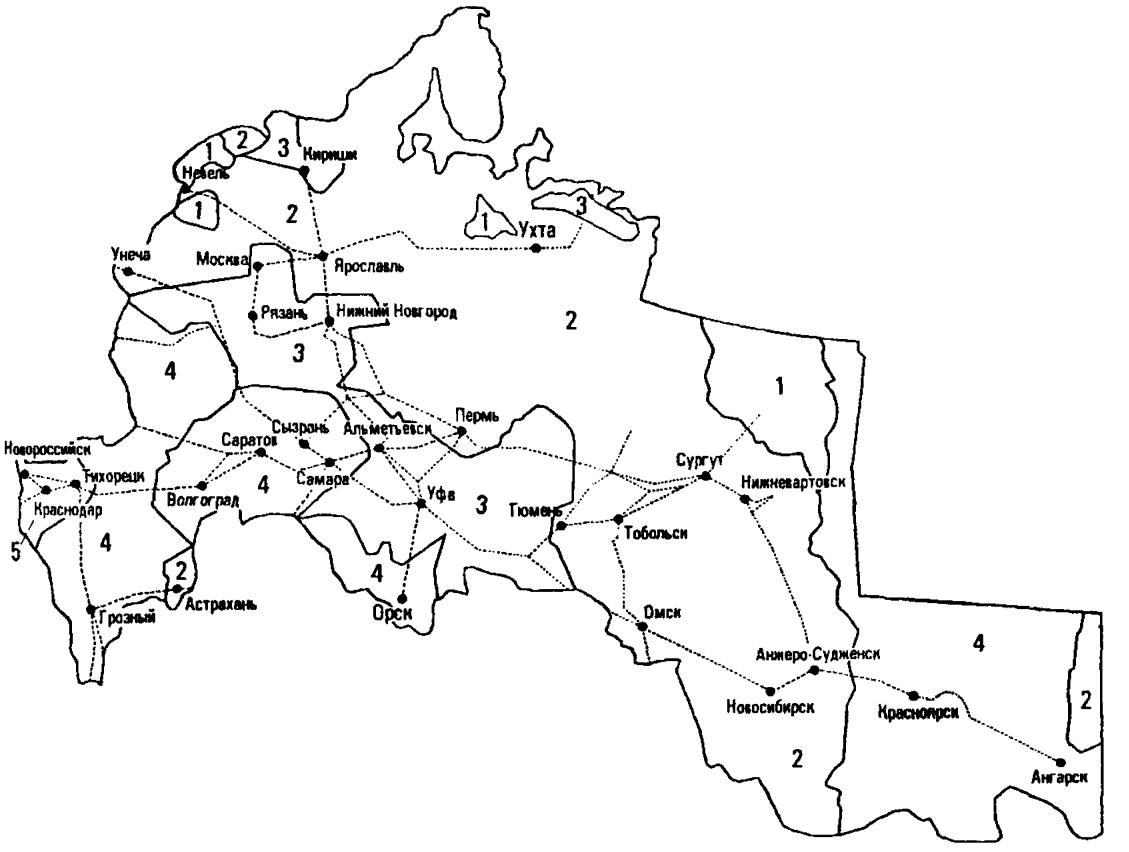

Рис. П.6.1. Схема районирования территории расположения МН в Российской Федерации по показателям удельного экологического ущерба

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Приложение 7

ПЕРИОД ЕСТЕСТВЕННОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА И ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПОСЛЕ НЕФТЯНОГО ЗАРАЖЕНИЯ

Продолжительность периода естественного восстановления загрязненных земель $\tau_{свз}$, лет, оценивается по скорости восстановления растительности на загрязненной нефтью территории по [14] (с изменениями [11]).

Продолжительность периода естественного восстановления водных объектов $\tau_{свз}$, лет, оценивается по скорости естественного восстановления водотоков по [1] (с изменениями).

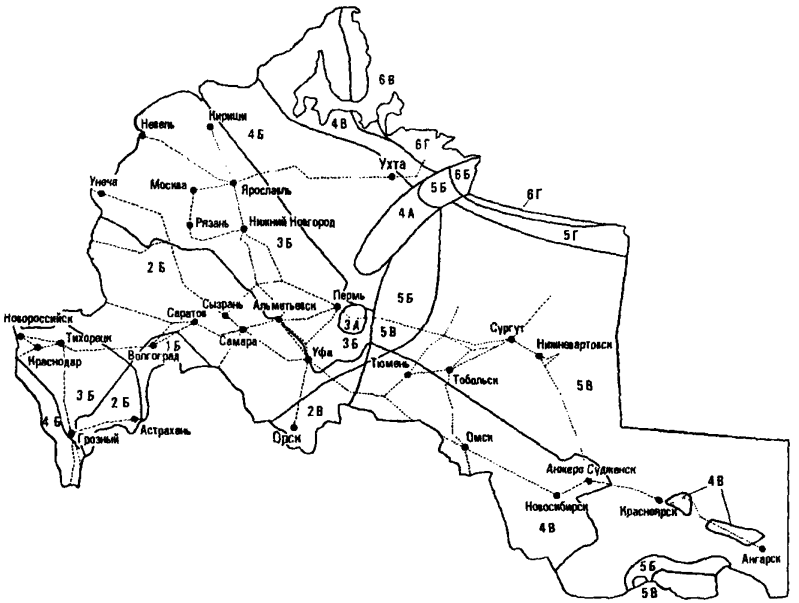

Рис. П.7.1. Схема районирования территории расположения магистральных нефтепроводов в Российской Федерации по времени естественного восстановления почвенно-растительного покрова $\tau_{свз}$ и водных объектов $\tau_{свр}$ после нефтяного загрязнения

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России 2002

Территория Российской Федерации, на которой размещены магистральные нефтепроводы, разделена на районы (рис. П.7.1). Индекс района состоит из цифры и буквы, например 5Б, где цифра соответствует диапазону значений продолжительности периода естественного восстановления почвенно-растительного покрова, буква — периоду восстановления водных объектов (табл. П.7.1).

Таблица П.7.1

Продолжительность периода естественного восстановления почвенно-растительного покрова и водных объектов, лет									
Почвенно-растительный покров						Водные объекты			
Обозначение района на схеме (см. рис. П.7.1)									
1	2	3	4	5	6	А	Б	В	Г
2,5	7,5	15,0	20,0	25,0	30,0	0,5	10	12	37

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Приложение 8

ПРИМЕРЫ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РИСКА

ПРИМЕР 1. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ АВАРИЙНОГО ИСТЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ТРУБОПРОВОДА

Метод расчета параметров аварийного истечения нефти из трубопровода приведен в приложении 3. Результаты численного расчета истечения нефти из трубопровода Сургут—Полоцк $D = 1000$ мм при аварии на одном из перегонов между НПС представлены на рис. П.8.1. Время отключения насосов и перекрытия задвижек — 15 мин после начала истечения. Расстояние между НПС — 100 км, месторасположение разрыва — посредине (50 км от НПС). Начальное давление при нагнетании верхней по потоку НПС — 5,5 МПа, на входе в нижнюю НПС — 0,8 МПа.

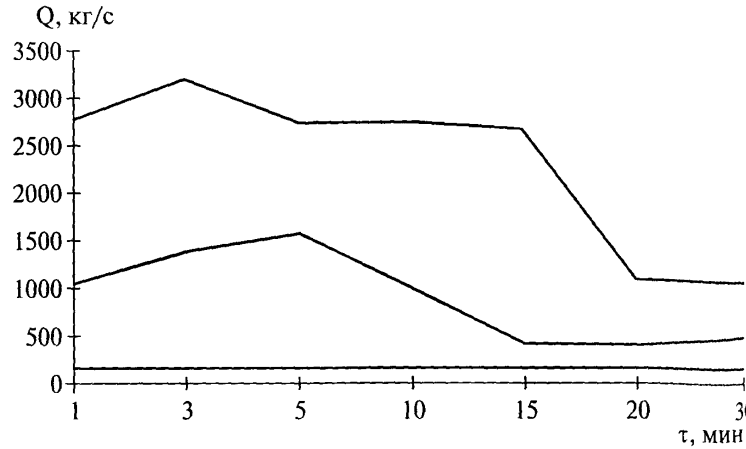

Рис. 8.1. Зависимость интенсивности аварийного истечения (расхода) нефти от времени начала истечения при образовании трещины протяженностью $L_p = 0{,}3D$ (кривая *1*), $L_p = 0{,}75D$ (кривая *2*), $L_p = 1{,}5D$ (кривая *3*)

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Максимум аварийного расхода при $L_p = 0{,}3D$ составляет 200–280 кг/с, при $L_p = 0{,}75D$ — 1000–400 кг/с, а при $L_p = 1{,}5D$ — 2780–3600 кг/с. Отметим, что значение максимальных расходов из дефектного отверстия значительно выше расхода при перекачке нефти в эксплуатационном режиме (600–1000 кг/с).

Расход при самотечном истечении значительно меньше соответствующего расхода при напорном истечении и зависит от размеров аварийной щели и профиля трассы. Так, максимум расхода самотечного истечения в 3–4 раза меньше максимума напорного истечения при диаметре отверстия $L_p = 0{,}3D$, в 1,5–50 раз меньше при $L_p = 0{,}75D$ и в 2–20 раз меньше при $L_p = 1{,}5D$.

Время полного опорожнения аварийного участка определяется временем реакции диспетчерской службы, диаметром трубы, расположением аварийного сечения относительно перекрывающихся линейных задвижек и размерами аварийной щели. При $L_p = 0{,}3D$ время полного опорожнения составляет 28–40 ч, при $L_p = 0{,}75D$ — 1,3–16,3 ч, при $L_p = 1{,}5D$ — 0,5–4,4 ч.

ПРИМЕР 2. ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РИСКА

В табл. П.8.1, П.8.2 в качестве примера даны характеристика исходных данных и результаты оценки риска для трех участков (2098–2100 км) нефтепровода $D = 1000$ мм. Коэффициент влияния $k_{вл} = \lambda_n / \lambda_c$ показывает, во сколько раз удельная частота λ_n на данном участке отличается от средней частоты по трассе λ_c, которая соответствует 0,16 аварии в год на 1000 км.

Результаты расчета ожидаемых объемов потерь нефти и экологического ущерба для каждого участка МН (общая протяженность трассы 141 км) представлены ниже.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Таблица П.8.1

Исходная информация и расчет коэффициента влияния $k_{вл}$

x, км	H, м	П	К	ГЛФ	С	Б	N, тыс. руб./га	R, км	Р	З	РП, м	ВП, м	АД, м	$k_{вл}$
2098	144,9	0	0	1	0	0	133	0	0	0	200	0	0	1,561
2099	155,7	0	0	1	0	0	133	0	0	1	0	0	0	0,718
2100	140,5	1	0	0	0	0	152	0,55	63	0	0	0	0	1,124

Обозначения в табл. П.8.1: x — расстояние вдоль трассы, км; H — нивелирная высота трассы, м; П — наличие пашни на данном участке трассы; К — кормовые угодья; ГЛФ — гослесфонд; С — садовые участки; Б — болото; N — норматив стоимости земель, тыс. руб./га; R — расстояние до населенного пункта, км; Р — количество жителей; З — наличие и тип арматуры и оборудования МН; РП — длина речного перехода, м; ВП — длина воздушного перехода, м; АД — длина подземного перехода под авто- и железными дорогами, м.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

Таблица П.8.2

Пример расчета объемов разлива нефти и показателей риска (обозначения — на рис. П.3.1)

Параметры	Расстояние вдоль трассы x, км		
	2098	2099	2100
$V_{н(1)}$, т	271,8	270,3	268,9
$V_{н(2)}$, т	1087,1	1081,4	1075,6
$V_{н(3)}$, т	429,4	427,7	426,1
$V_{н(4)}$, т	963,0	958,4	953,7
$V_{н(5)}$, т	1107,0	1099,5	1092,1
$V_{н(6)}$, т	2243,6	2226,3	2209,1
$V_{о(1)}$ при $L_p = 0{,}3D$, т	75,2	0	95,4
$V_{о(1)}$ при $L_p = 0{,}75D$, т	400,4	0	477,6
$V_{о(1)}$ при $L_p = 1{,}5D$, т	638,6	0	638,6
$V_{о(2)}$	638,6	0	638,6
$K_{сб}$	0,83	0,83	0,80
$M_з$, т	169,7	107,4	203,7
$\lambda_п$, аварий/(1000 км год)	0,244	0,112	0,175
Ущерб за загрязнение атмосферы, руб.	13	8	15
Ущерб за загрязнение земель, руб./км^2	430 029	286 117	577 977
Ущерб за загрязнение водных объектов, руб./км^2	5 727 900	0	0
Суммарный экологический ущерб, руб.	783 221	286 117	577 977
Экологический риск $R_д$, руб./(год · км)	191	32	101

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

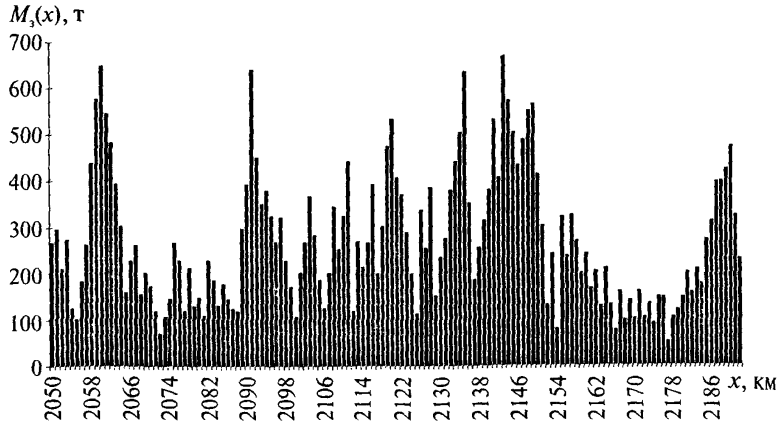

Рис. П.8.2. Распределение среднего (по сценариям аварий) количества нефти $M_з(x)$, загрязняющей почву или водоемы в результате аварий на трассе типичного МН

Величина компенсационных выплат за ущерб окружающей среде оценивалась по нормативам Госкомэкологии России [3] и Методике ОАО «АК «Транснефть» [8] (см. пример 3).

Оценки показывают, что основной вклад в экологический риск дает загрязнение водных объектов и земель.

Из рис. П.8.4 следует, что более 70 % протяженности нефтепроводов соответствует уровню риска не более 400 руб./(год · км). Уровню риска менее 100 руб./(год · км), который может рассматриваться как приемлемый (см. табл. П.4.4.1), соответствует 51 % длины нефтепроводов. Максимальные экологические ущербы (более 6 тыс. руб. на 1 км трассы в год) возможны на переходах через водные объекты. Доля участков с повышенным значением экологического риска (более 1 тыс. руб. на 1 км трассы в год) составляет 1,41 %.

Интегральные показатели риска для трассы длиной 141 км приведены в табл. П.8.3. Вероятность возникновения аварии на всей трассе соответствует периоду возникновения одной аварии, равно-

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

му 44 годам. От одной аварии в среднем потери нефти составят 286 т, экологический ущерб — 1,1 млн руб. (в ценах 1998 г.).

Согласно критериям табл. П.4.4.1 настоящего Методического руководства данный участок относится к «средней» степени риска.

Знание локальных значений показателей риска полезно для планирования мер безопасности различных участков трассы (очередность обследования, ремонта и т.д.). Интегральные показатели риска могут быть использованы для сравнения опасности различных трасс, оценки объема средств, необходимых для обеспечения безопасности (финансовое обеспечение, выделение средств для ликвидации разливов нефти, страхование и т.д.).

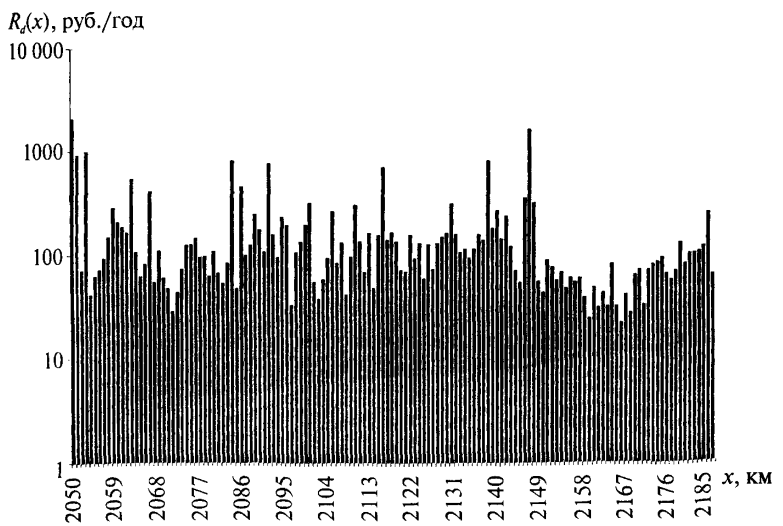

Рис. П.8.3. Распределение экологического риска $R_d(x)$ вдоль типичного МН

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

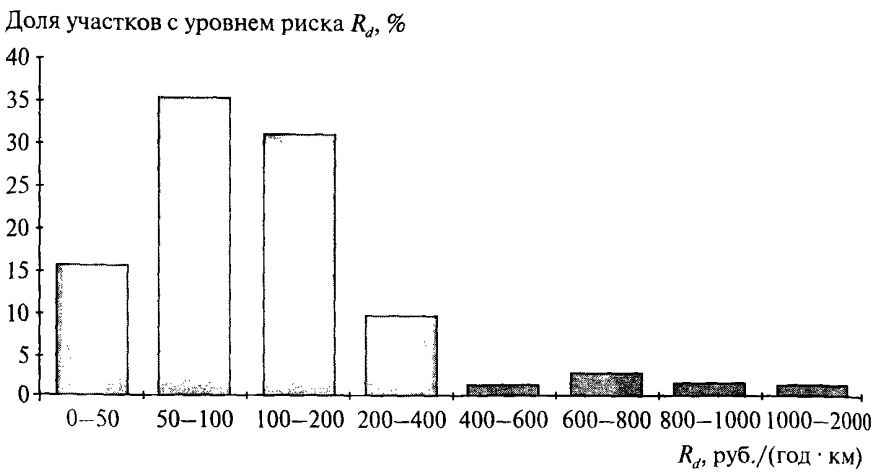

Рис. П.8.4. Распределение доли длин участков МН по уровням ожидаемого экологического ущерба R_d

Таблица П.8.3

Интегральные показатели риска для трассы нефтепровода

Наименование показателя риска	Значение показателя риска
Средняя интенсивность возникновения аварии $\lambda_{ср}$, аварий/(1000 км · год)	0,16
Частота (вероятность) возникновения аварии на трассе в год	0,022
Интегральный экологический риск, тыс. руб./год	24
Средний размер экологического ущерба, руб./(км · год)	170
Интегральное по трассе ожидаемое количество разлива нефти, т/год	6,3
Среднее по трассе ожидаемое количество разлива нефти	44

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002. © Госгортехнадзор России, 2002

ПРИМЕР 3. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА

Экологический ущерб, определяемый в настоящем Методическом руководстве величиной компенсационных выплат за ущерб окружающей среде, оценивают согласно приложению 3 и нормативам в [3, 8].

Оценка ущерба от загрязнения земель нефтью производится по формуле

$$C_з = H_{бз} S_з K_{вз} K_{эз} K_з K_{гз} \cdot 10^{-4}, \qquad (П.8.1)$$

где $C_з$ — размер платы за загрязнение земель нефтью, тыс. руб.;

$H_{бз}$ — норматив стоимости земель, тыс. руб./га;

$S_з$ — площадь загрязнения земель, определяемая по формуле

$$S_з = 53{,}3\left(\frac{M_з}{\rho}\right), \qquad (П.8.2)$$

здесь $M_з$ — масса загрязнения, т;

$\rho = 0{,}83$ т/м^3 — плотность нефти;

$K_{вз}$ — коэффициент пересчета в зависимости от периода времени восстановления загрязненных земель согласно приложению 7 или информации территориальных природоохранных органов;

$K_{эз}$ — коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории рассматриваемого экономического района;

$K_з$ — коэффициент пересчета в зависимости от степени загрязнения земель;

$K_{гз}$ — коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель;

Оценка ущерба от загрязнения водных объектов нефтью производится по формуле

$$C_р = 5 K_и K_{эр} H_{бр} M_{рз}, \qquad (П.8.3)$$

где $C_р$ — ущерб от загрязнения водного объекта, тыс. руб.;

$K_и$ — коэффициент индексации;

$K_{эр}$ — коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния водных объектов;

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

$H_{бр}$ — базовый норматив, руб./т;

$M_{рз}$ — масса нефти, загрязняющей водный объект, т.

Экологический риск оценивается по формуле

$$R = C_р \lambda_с, \qquad (П.8.4)$$

где $C_р$ — ущерб от загрязнения водного объекта, тыс. руб.;

$\lambda_с$ — частота аварий, аварий/(год · км).

Расчеты ущерба и риска при загрязнении земель и водных объектов, расположенных на территории Республики Калмыкии, Астраханской области, Ставропольского и Краснодарского краев, приведены соответственно в табл. П.8.4 и табл. П.8.5.

Таблица П.8.4

Наименования коэффициентов, входящих в формулу (П.8.2)	Значения коэффициентов и ущерба в зависимости от вида загрязненных земель			
	Пашни, сады	Пашни, сады	Пашни	Лес
$M_з$, т	209,2	187,4	1014,5	148,1
$H_{бз}$, тыс. руб./га	33	33	211	199
$K_{вз}$	1,7	1,7	1,7	3,8
$S_з$, м^2	7312,19	6629,98	29 806,57	5377,02
$K_{эз}$	1,9	1,9	1,9	1,9
$K_з$	2	2	2	2
$K_{гз}$	1	1	1	1
$C_з$, тыс. руб.	155 881	141 338	4 062 814	1 545 119

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

Таблица П.8.5

Наименования коэффициентов, входящих в формулу (П.8.3)	Значения коэффициентов и экологического риска для водных объектов	
	Волга	Кубань
$K_и$	42	42
$K_{эр}$	1,31	1,49
$H_{бр}$, руб./т	221,75	221,75
$M_{рз}$	351,8	532,5
Частота аварий, 1/(год · км)	$0{,}379 \cdot 10^{-3}$	$0{,}491 \cdot 10^{-3}$
Экологический риск, руб./(год · км)	8133	17 771

ПРИМЕР 4. РАСЧЕТ ОЖИДАЕМОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА

В данном примере представлен расчет экологического ущерба по приближенным соотношениям [10], представленным в приложении 6. Данный метод расчета следует использовать при отсутствии точных сведений о состоянии компонентов окружающей природной среды, которые могут быть загрязнены.

Рассмотрим участок МН длиной 1 км, расположенный в окрестностях г. Тобольска. Пусть величина ожидаемых среднегодовых потерь товарной нефти за счет аварийных разливов, рассчитанная в соответствии с приложением 4, составляет $R_v = 0{,}85$ м^3/год.

Значение удельного экологического ущерба $R_d^{п(1т)}$, $R_d^{в(1т)}$, $R_d^{а(1т)}$ определяем по схеме на рис. П.6.1 и табл. П.6.1 приложения 6 настоящего Методического руководства. С учетом расположения анализируемого участка нефтепровода около г. Тобольска получаем значения удельного ущерба (в ценах 1997 г.) $R_d^{п(1т)} = 1440$ тыс. руб./т,

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

$R_d^{в(1т)} = 780$ тыс. руб./т, $R_d^{а(1т)} = 0{,}420$ тыс. руб./т. Подставляя значения удельного ущерба в формулы (П.4.7)–(П.4.9), получаем значения частного экологического ущерба $R_d^{в} = 1040{,}4$ тыс. руб./год, $R_d^{п} = 563{,}6$ тыс. руб./год, $R_d^{а} = 0{,}30$ тыс. руб./год.

Суммируя значения ущербов, получаем итоговое значение ожидаемого экологического ущерба на данном участке $R_d = 1604{,}3$ тыс. руб./год.

© ОАО «АК «Транснефть», 2000, 2002 © Госгортехнадзор России, 2002

Официальное издание

Лицензия ИД № 05178 от 25.06.01
Гигиенический сертификат
№ 77.01.08.950.П.34650.09.9 от 17.09.99

Подписано в печать 30.10.2002. Формат 60×84 1/16.
Гарнитура Times. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Объем 7,5 печ. л.
Заказ № 71.
Тираж 600 экз.

Государственное унитарное предприятие
«Научно-технический центр по безопасности
в промышленности Госгортехнадзора России»
105066, г. Москва, ул. Александра Лукьянова, д. 4, к. 8

Отпечатано в типографии ООО «БЭСТ-принт»
Москва, ул. Щербаковская, д. 53

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002

Для заметок

gost.e-ecolog.ru