

Ab Seite 16
werden die Folgen von Pipelineversagen dargestellt

Rainer Konersmann
Christiane Kühl
Jörg Ludwig

Zu den Risiken des Transports flüssiger und gasförmiger Energieträger in Pipelines

Forschungsbericht 285:
Zu den Risiken des Transports flüssiger und gasförmiger Energieträger in Pipelines
2009
Herausgeber:
BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung
Unter den Eichen 87
12205 Berlin
Telefon: +49 30 8104-0
Telefax: +49 30 8112029
E-Mail: info@bam.de
Internet: www.bam.de
Copyright © 2009 by BAM Bundesanstalt für
Materialforschung und -prüfung

Forschungsbericht 285

Berlin 2009

Impressum

Forschungsbericht 285:
**Zu den Risiken des Transports
flüssiger und gasförmiger
Energieträger in Pipelines**

2009

Herausgeber:
BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung
Unter den Eichen 87
12205 Berlin
Telefon: +49 30 8104-0
Telefax: +49 30 8112029
E-Mail: info@bam.de
Internet: www.bam.de

Copyright © 2009 by BAM Bundesanstalt für
Materialforschung und -prüfung

Layout: BAM-Arbeitsgruppe Z.64

ISSN 0938-5533
ISBN 978-3-9812354-7-0

Inhalt

1	Einleitung und Zielstellung	5
2	Die bestehenden Rechtsgrundlagen	5
2.1	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)	5
2.2	Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen (RohrFLtgV)	5
2.3	Technische Regel für Rohrfernleitungsanlagen (TRFL)	6
3	Anpassungen und Entwicklungen der Vorschriften für Rohrfernleitungen	7
3.1	Neue Ansätze im UVPG / UGB	7
3.2	Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen (RohrFLtgV)	7
3.2.1	Erweiterter Anwendungsbereich der RohrFLtgV	7
3.2.2	Sachverständige	8
3.3	Technische Regel für Rohrfernleitungsanlagen (TRFL)	9
3.3.1	Änderungen an Rohrfernleitungen (Anhang D)	9
3.3.2	Anforderungen an Sachverständige (Anhang B und L)	9
3.3.3	Weitere Aktualisierungen in der TRFL	10
3.4	Raum- und Flächenplanung	10
4	Die Risiken von Pipelinetrassen	10
4.1	Die Statistik der Pipelineunfälle	11
4.1.1	CONCAWE	12
4.1.2	EGIG	13
4.1.3	EUB-Report der Provinz Alberta / Kanada	14
5	Die Konsequenzen eines Pipeline -Versagens	16
5.1	Auswertung der Unfallereignisse	16
5.2	Wirkung der Wärmestrahlung auf Stoffe, Sachgüter und Personen	16
5.2.1	Arithmetische Abschätzung der Schadensfolgen infolge Wärmestrahlung	19
5.2.2	Nachrechnung konkreter Pipelinebrüche	20
5.2.3	Abschätzung der Gefährdungsradien infolge Wärmestrahlung bei unbekannten Leckgrößen	22
5.3	Abschätzung der Gefährdungsradien infolge Druckwellen bei Gaswolkenexplosionen	25
5.4	Dokumentation der Gefährdungsradien infolge Trümmerflugs	29
6	Zusammenfassung und Ausblick	30
7	Literaturverzeichnis	31
8	Anhang	33

1 Einleitung und Zielstellung

Pipelinetrassen weisen auf Grund ihrer erdgedeckten Verlegung und ihrer Aufgabe, weit entfernte Orte miteinander zu verbinden, einige sicherheitstechnische Besonderheiten auf. Anlagen der chemischen Industrie haben feste und sofort erkennbare Standorte. Pipelinetrassen müssen infrastrukturellen und topografischen Randbedingungen angepasst werden, unter Berücksichtigung des Umweltschutzes als auch der Möglichkeit, dass das Rohrsystem durch äußere Einwirkungen beschädigt werden kann. Selbst kleine Stofffreisetzungen können erhebliche Auswirkungen auf Gewässer und den Boden verursachen, in vielen Fällen sind auch Personenschäden zu beklagen.

Zahlreiche Ereignisse aus dem Ausland belegen dies. In der jüngeren Vergangenheit ist auch Deutschland von plötzlichen Pipelineschäden nicht verschont geblieben. Ihnen wurde jedoch keine größere Aufmerksamkeit zuteil, weil die Folgeschäden relativ gering ausfielen und keine Menschenleben zu beklagen waren. Im Nachhinein, bei der Suche nach den Schadensursachen, zeigt sich oftmals, dass der Bruch einer Pipeline mit bestimmten, immer wiederkehrenden Auffälligkeiten, verbunden war. Oftmals lag der Schadensort in der unmittelbaren Nähe von Verkehrswegen. Zwangsweise müssen Pipelines Straßen und Schienentrassen kreuzen oder werden zu

ihnen parallel geführt. Diese Nähe kann infolge verkehrsinduzierter Schwingungen zu einem Bruch führen. Auch Unfälle auf den Verkehrswegen, d.h. auf der Straße oder der Schiene, können zu Belastungen führen, denen die Rohrleitung nicht gewachsen ist. Das Versagen einer Pipeline ist jedoch noch von vielen weiteren Ursachen abhängig, die sich nicht sicher vorhersagen lassen und sogar regionale Besonderheiten aufweisen. Im Interesse einer sicheren Verkehrswege- und Flächennutzungsplanung wäre es darum sinnvoll, zumindest die möglichen Schadensfolgen eines Pipelinebruches abschätzen zu können. Veröffentlichungen über Pipelineunfälle sind, zumindest im deutschsprachigen Raum, kaum vorhanden; meistens handelt es sich um Einsatzberichte von Feuerwehren. Diese sind zur Darstellung der Gesamtsituation jedoch nicht ausreichend.

Aus diesem Grund hat die BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung viele internationale Untersuchungsberichte und Veröffentlichungen ausgewertet und hinsichtlich der Risiken, insbesondere der Schadensfolgen, eines Pipelineversagens zusammengestellt. Daraus ist dieser Forschungsbericht entstanden.

2 Die bestehenden Rechtsgrundlagen

2.1 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)

In Deutschland sind Rohrfernleitungen in Abhängigkeit vom beförderten Medium und ihren geometrischen Abmessungen (Durchmesser und Länge gemäß dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)) in der Rohrfernleitungsverordnung geregelt.

Für Rohrfernleitungen, die aufgrund ihrer Abmessungen nicht unter das UVPG fallen, gilt für Erdgasleitungen die Gashochdruckleitungsverordnung (GasHLV) nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). In Letzterem sind auch die Leitungen für die öffentliche Gasversorgung erfasst. Als weitere wichtige Rechtsgrundlagen im Rohrleitungsbereich sind das Bundesberggesetz für Offshore- und Feldleitungen sowie die Sauerstoff-Fernleitungsverordnung aus Nordrhein-Westfalen zu nennen. Detaillierte technische Anforderungen zum Design, Bau, Verlegung, Betrieb und Überwachung enthält die Technische Regel für Rohrfernleitungsanlagen (TRFL, s. Punkt 2.3). Das UVPG (2006) sieht für Rohrleitungsvorhaben ein einheitliches Planfeststellungsverfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) oder Plangenehmigungsverfahren ohne UVP vor, je nach Größe und Ausmaß der Leitung [1].

Die Zuständigkeit für Rohrfernleitungen im Anwendungsbereich der RohrFLtGV liegt beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

2.2 Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen (RohrFLtGV)

Die RohrFLtGV enthält nur allgemeine Regelungen und Anforderungen. Technische und betriebliche Details beinhaltet die TRFL (s. Punkt 2.3). Die Verordnung umfasst folgende Paragraphen, die hier stichpunktartig wiedergegeben werden:

– § 1 Zweck der Verordnung:

Vermeidung einer Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit; Schutz des Menschen und der Umwelt vor schädlichen Einwirkungen durch Errichtung, Beschaffenheit und Betrieb von Rohrfernleitungen.

– § 2 Anwendungsbereich:

Die RohrFLtGV regelt Rohrfernleitungsanlagen, die einer Planfeststellung oder einer Plangenehmigung nach § 20 Abs. 1 oder 2 UVPG bedürfen und folgende Stoffe befördern:

1. brennbare Flüssigkeiten mit einem Flammpunkt $< 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ sowie brennbare Flüssigkeiten, die bei Temperaturen gleich oder oberhalb ihres Flammpunktes befördert werden,
2. verflüssigte oder gasförmige Stoffe mit dem Gefahrenmerkmal F, F+, T, T+ oder C,
3. Stoffe mit den R-Sätzen R 14, R 14/15, R 29, R 50, R 50/53 oder R 51/53.

Für Rohrfernleitungsanlagen, die aufgrund ihrer Dimensionierung nicht unter das UVPG fallen, gelten andere Rechtsvorschriften, z. B. die Gashochdruckleitungsverordnung. Leitungen nach dem Energiewirtschaftsgesetz, die der öffentlichen Versorgung mit Gas dienen, befinden sich im Zuständigkeitsbereich des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi).

– § 3 Grundsätzliche Anforderungen:

Beschaffenheit und Betrieb, so dass Beeinträchtigungen des Wohls der Allgemeinheit und schädliche Einwirkungen durch Rohrfernleitungen vermieden werden; Planung entsprechend dem Stand der Technik.

– § 4 Sonstige Anforderungen:

Ordnungsgemäßer Zustand der Rohrfernleitungsanlage, fortlaufende Überwachung, notwendige Instandsetzungsmaßnahmen, Erstellung einer zusammenfassenden, jährlich zu aktualisierenden Dokumentation, Maßnahmen nach endgültiger oder bei vorübergehender Stilllegung, Anzeige vor erneuter Inbetriebnahme der Rohrfernleitungsanlage, Managementsystem des Betreibers zur Schaffung und Beibehaltung der Integrität der Rohrfernleitungsanlage, Vorliegen und regelmäßige Aktualisierung von Betriebsanweisungen.

– § 5 Prüfung von Rohrfernleitungsanlagen:

Vor der Inbetriebnahme der Rohrfernleitungsanlage, vor erneuter Inbetriebnahme nach Änderung, nach der Stilllegung, nach einer vorübergehenden Stilllegung von mehr als sechs Monaten und vor der Inbetriebnahme solcher Anlagen, nach Schadensfällen, während des Betriebs der Anlage in mindestens zweijährigem Abstand (Verlängerung möglich), außerplanmäßige Prüfungen können angeordnet werden.

– § 6 Prüfstellen für Rohrfernleitungsanlagen:

Prüfstelle ist jede von der zuständigen Behörde als Prüfstelle für Rohrfernleitungsanlagen anerkannte, dem BMU benannte und von diesem im Bundesanzeiger bekannt gemachte zugelassene Überwachungsstelle und Sachverständigenorganisation. Sachverständige nach § 12 GasHL-VO und § 16 VbF, bleiben bis zum Inkraft-Treten einer auf das UVPG gestützten Rechtsverordnung über die Anforderungen an Sachverständige, längstens jedoch bis 31.12.2010, in Kraft (s. Punkt 3.2.2).

– § 7 Schadensfall:

Ergreifen von Maßnahmen, Meldung von Schadensfällen, Beurteilung durch Sachverständige.

– § 8 Schadensfallvorsorge:

Aufstellung von Alarm- und Gefahrenabwehrplänen, regelmäßige Notfallübungen (mindestens alle zwei Jahre), Information von betroffenen Gemeinden, Feuerwehr, Polizei und anderen Hilfsorganisationen entlang der Trasse über Art, über Zweckbestimmung und Verlauf der Leitung, über Gefahren sowie über die transportierten Stoffe.

– § 9 Ausschuss für Rohrfernleitungen (AfR):

Einrichtung eines Ausschusses für Rohrfernleitungen (AfR) beim BMU.

– § 11 Übergangsvorschriften:

Für bestehende Leitungsanlagen gelten die bisherigen Vorschriften mit Anpassungsmöglichkeiten durch die Behörde. Der Betrieb ist an die Anforderungen dieser Verordnung bis zum 31. Dezember 2010 anzupassen

2.3 Technische Regel für Rohrfernleitungsanlagen (TRFL)

Die derzeit geltende TRFL [2] ist das Ergebnis der Zusammenführung dreier, mittlerweile zurückgezogener (außer TRGL) Regelwerke für Rohrfernleitungen:

- TRbF 301 „Richtlinie für Fernleitungen zum Befördern gefährdender Flüssigkeiten“,
- RRwS „Richtlinie für Rohrleitungen zum Befördern wassergefährdender Stoffe“ und
- TRGL Technische Regeln für Gashochdruckleitungen.

Die TRFL enthält neben Anforderungen an Leitungen für brennbare Flüssigkeiten und wassergefährdende Stoffe und an Gasleitungen ebenfalls Anforderungen an Leitungen, die dem Bergrecht unterliegen (Anhang C) sowie an Sauerstoff-Fernleitungen (Anhang K).

Die TRFL ist ein umfassendes und detailliertes Regelwerk und gilt als fachliche Grundlage für die Errichtung, den Betrieb sowie die Prüfung von Rohrfernleitungsanlagen zum Befördern von Stoffen gemäß § 2 Abs. 1 RohrFLtgV.

Bei Einhaltung dieser Technischen Regel gelten die Anforderungen nach der Rohrfernleitungsverordnung als erfüllt (§ 3 Abs. 2 RohrFLtgV).

Bei der Veröffentlichung im Jahr 2003 betrafen wesentlichen Aktualisierungen in der TRFL im Vergleich zu den damaligen Regelwerken folgende Bereiche, auf die hier aber nicht mehr weiter eingegangen werden soll:

- Berücksichtigung von Wechselstromkorrosion,
- Forderung nach Intensivmessungen (kathodischer Korrosionsschutz),
- Einrichtungen zum Feststellen von Verlusten - Überbrückung instationärer Betriebszustände,
- Einsatz intelligenter Molche zur Ermittlung des Leitungszustandes,
- Schutzvorkehrungen bei Baumaßnahmen in der Nähe der Rohrleitung,
- Lebensdauerabschätzung,
- Überwachung im Einwirkungsbereich des Bergbaus,
- Dokumentation.

3 Anpassungen und Entwicklungen der Vorschriften für Rohrfernleitungen

3.1 Neue Ansätze im UVPG / UGB

Die Bundesregierung hatte sich die Harmonisierung und Fortentwicklung des Umweltrechts in einem einheitlichen Umweltgesetzbuch (UGB) zum Ziel gesetzt. Das UVPG sollte darin eingebunden werden. Der Ausschuss für Rohrfernleitungen (AfR) hatte dem BMU einen Vorschlag vorgelegt, wie Leitungen, die aufgrund ihrer geometrischen Abmessungen nicht unter das UVPG fallen, dennoch in die RohrFLtgV aufgenommen werden könnten. Durch eine entsprechende Formulierung zur Anzeigepflicht für diese Leitungen (analog der bisherigen Regelung in der GasHLV) wären Zuständigkeitsprobleme in den Bundesländern gelöst. Dieser Vorschlag zur Erweiterung des Anwendungsbereichs der RohrFLtgV war in Teil I des UGB-Entwurfs eingegangen. Das Vorhaben „UGB“ ist allerdings Anfang Februar 2009 politisch gescheitert. Ein entsprechender Ansatz ist jetzt in den Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung des Wasserrechts (Mai 2009) eingebracht worden (s. hierzu auch Punkt 3.2.1).

In der Vergangenheit und auch in der heutigen Praxis hat sich gezeigt, dass ein im UVPG fehlendes Enteignungsrecht im Zusammenhang mit der Planfeststellung von Pipelines und Pipelinetrassen problematisch ist. Für Leitungen nach Bergrecht und nach Energiewirtschaftsgesetz ist z. B. ein Enteignungsrecht vorgesehen. Im AfR wurden erste Ansätze, wie ein Enteignungsrecht bei der nächsten Änderung des UVPG berücksichtigt werden könnte, schon diskutiert. Diese Diskussion befindet sich derzeit jedoch noch im Anfangsstadium.

3.2 Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen (RohrFLtgV)

3.2.1 Erweiterter Anwendungsbereich der RohrFLtgV

UVPG und RohrFLtgV decken nur Rohrfernleitungen bestimmter geometrischer Abmessungen und bestimmter Stoffe ab. Für bestimmte Gasleitungen gilt die GasHLV. Für diese sind nach wie vor die Arbeitsschutzbehörden zuständig, während alle anderen Leitungen (außer denen, die der öffentlichen Energieversorgung dienen) in den Zuständigkeitsbereich der Umweltschutzbehörden fallen.

Gashochdruckleitungen, die von der RohrFLtgV nicht erfasst werden, sind:

- Rohrleitungen für verflüssigte Gase, nicht wassergefährdend und mit einem Durchmesser ≤ 150 mm (UVPG, Anlage 1, Nr. 19.4),
- Rohrleitungen für nicht verflüssigten Gase, soweit nicht Leitungen i. S. des EnWG, nicht wassergefährdend und mit einem Durchmesser ≤ 300 mm (UVPG, Anlage 1, Nr. 19.5).

Beispiele hierfür sind: Butan (verflüssigt), Ethylen, Propan (verflüssigt), Propylen (verflüssigt), Synthesegas, Wasserstoff.

Durch eine angepasste Ergänzung im Anwendungsbereich der RohrFLtgV mit entsprechenden Formulierungen zur Anzeigepflicht für Gasleitungen (analog der derzeitigen Regelung in der GasHLV) wären bestehende Zuständigkeitsprobleme in den Bundesländern gelöst und kleinere bisher unberücksichtigte Leitungen erfasst. Eine entsprechende Erweiterung des Anwendungsbereichs der RohrFLtgV ist in den Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung des Wasserrechts (Mai 2009) eingebracht worden (Artikel 23).

3.2.2 Sachverständige

Die RohrFLtgV hat in § 6 bisher keine eigenen Anforderungen an Sachverständige festgelegt. Sie bezieht sich derzeit noch auf die alten, teilweise zurück gezogenen Rechtsvorschriften, z. B. die *Verordnung über brennbare Flüssigkeiten* (VbF) und GasHLV. Der AfR hatte dem BMU Anfang des Jahres 2007 Vorschläge für Anforderungen an Sachverständige bzw. an Überwachungsstellen und Sachverständigenorganisationen vorgelegt, die in die neue RohrFLtgV (Oktober 2008) eingeflossen sind und ab 2011 gelten (§§ 5, 6 RohrFLtgV, Anhänge B, L der TRFL).

Das EU-Recht kennt keine Einzelsachverständigen. Dementsprechend wurde durch die Änderungsnovelle 2000 beim Gerätesicherheitsgesetz der amtliche oder amtlich anerkannte Sachverständige durch die „Zugelassene Überwachungsstelle“ (ZÜS) abgelöst.

Aufgrund der übergreifenden Arbeiten an Rohrfernleitungen erschien ein organisationsbezogenes, gegenüber dem vorher angewendeten, personenbezogenen Modell, in der Praxis geeigneter. Bevorzugt wird das Modell der zugelassenen unabhängigen Überwachungsstellen mit per Verordnung oder Richtlinie vorgeschriebenen Anerkennungsverfahren der ZÜS. Sachverständige, die nach RohrFLtgV prüfen wollen, müssen künftig eine zu anerkannte Überwachungsstelle bilden oder sich einer anerkannten Überwachungsstelle bzw. Sachverständigenorganisation anschließen. Anerkannte Prüfstellen sollen dem BMU von der zuständigen Landesbehörde benannt und im Bundesanzeiger veröffentlicht werden.

Um das Sicherheitsniveau bei Rohrfernleitungen trotz der vorgesehenen Änderungen hoch zu halten, sind von den zukünftig miteinander im Wettbewerb stehenden Prüfstellen bestimmte Anforderungen und Auflagen zu erfüllen. Dies ist Voraussetzung für die Anerkennung, bei der auch § 6 RohrFLtgV zu beachten ist.

Anforderungen gemäß § 6 sind z. B.:

- Unabhängigkeit der Prüfstelle;
- Verfügbarkeit der fachlich-technischen Voraussetzungen und Organisationsstrukturen, des erforderlichen Personals und der notwendigen Mittel und Ausrüstungen zur Prüfung aller Rohrfernleitungsanlagen gemäß § 2 RohrFLtgV;
- Vorhandensein einer angemessenen und wirksamen Qualitätssicherung mit regelmäßiger Auditierung;
- ausreichender Fachkunde, Erfahrung und Zuverlässigkeit des von der Prüfstelle beauftragten Personals sowie der Möglichkeit, das Personal fachlich weiterzubilden;
- Nachweis einer Haftpflichtversicherung;
- Geheimhaltung von bekannt gewordenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen.

Detaillierte Anforderungen an die Qualifikation und Erfahrung des zu prüfenden Personals sind im Entwurf in der TRFL niedergelegt worden (neuer Anhang L). Als allgemeine Anforderungen an Sachverständige wird z. B. empfohlen:

- geistige und körperliche Eignung, Beherrschung der deutschen Sprache,
- Gewissenhaftigkeit und Zuverlässigkeit,
- geordnete wirtschaftliche Verhältnisse,
- erfolgreicher Abschluss eines Ingenieur-Studiums,
- einschlägige berufliche Erfahrung,
- Ausbildung und Einweisung nach dem Stand der Technik,
- überwiegende Betätigung auf dem Gebiet der Rohrfernleitungen,
- feste Anstellung bei der Prüfstelle.

Abzudeckende Arbeitsgebiete von Sachverständigenorganisationen sollten z. B. sein:

- Rohrleitungsbau,
- Werkstofftechnik, Fügetechnik, zerstörende und zerstörungsfreie Werkstoffprüfung,
- Elektrotechnik,
- Systemtechnik und Qualitätsmanagement,
- Elektrische und mechanische Sicherheitseinrichtungen,
- Explosionsschutz,
- Chemie- und Verfahrenstechnik,
- Stationäre und instationäre Druckzustände in Rohrleitungsanlagen,
- Korrosionsschutz (aktiv und passiv),
- Festigkeitsberechnungen und Betriebsfestigkeit,
- Molchtechnik.

Eine Verlängerung der Übergangsregelung (VbF und GasHLV) bis zum Wirksamwerden der neuen Regelung ist gemäß RohrFLtgV bis zum 31. Dezember 2010 festgelegt.

3.3 Technische Regel für Rohrfernleitungsanlagen (TRFL)

3.3.1 Änderungen an Rohrfernleitungen (Anhang D)

Mit der Rechtsgrundlage UVPg gibt es die 3-stufigen Änderungskategorien der alten Rohrfernleitungsregelung nicht mehr (genehmigungsbedürftige Änderung, prüfpflichtige Änderung und anzeigepflichtige Änderung). Das UVPg kennt nur Änderungen, für die ein Planfeststellungsverfahren eingeleitet bzw. eine Plangenehmigung erteilt werden muss, bzw. nach Prüfung der Planfeststellungsbehörde ggf. auch davon abgesehen werden kann. Alle anderen Änderungen sind „unwesentlich“ und behördlich nicht weiter zu behandeln. Der AfR hat sich mit einer an die neuen gesetzlichen Vorgaben angepassten Zuordnung der bisher genehmigungsbedürftigen, prüfpflichtigen und anzeigepflichtigen Änderungen von Rohrfernleitungsanlagen befasst und dem BMU einen Vorschlag für einen neuen Anhang D zur TRFL vorgelegt. Für die Änderung von Rohrfernleitungen ist nach § 20 UVPg eine Planfeststellung erforderlich, sofern eine Verpflichtung zur Durchführung einer UVP besteht. Ist keine UVP erforderlich, bedarf das Vorhaben einer Plangenehmigung.

Die Plangenehmigung entfällt in Fällen von unwesentlicher Bedeutung. Anhangs D des Entwurfs der TRFL dient der Klarstellung, was unter Änderungen von unwesentlicher Bedeutung im Sinne des § 20 Abs. 2 UVPg verstanden werden soll. Der neue Anhang D beschreibt, was mit „Änderungen an Rohrfernleitungsanlagen“ und mit „Änderungen von unwesentlicher Bedeutung“ gemeint ist. Er beschränkt sich in seiner Konkretisierung auf die Änderungen von unwesentlicher Bedeutung, also auf die Änderungen, die kein Zulassungsverfahren bedürfen, und nennt hierfür Beispiele.

Unter „Änderungen“ sollen alle Maßnahmen verstanden werden, durch die die Grundlagen der ursprünglich erteilten Zulassung geändert oder aufgehoben werden.

„Änderungen von unwesentlicher Bedeutung“ sind dagegen Maßnahmen ohne erhebliche Auswirkungen auf die Schutzziele des UVPg. Das sind z. B.:

- alle Maßnahmen, die gemäß § 4 Abs. 1 RohrFLtgV zum Erhalt des ordnungsgemäßen Zustandes und Betriebes der Rohrfernleitungsanlage erforderlich sind,
- Instandhaltungsmaßnahmen (Inspektion, Wartung, Instandsetzung),
- die Auswechslung von Teilen der Rohrfernleitungsanlage, wenn die neuen Teile die Sicherheitsanforderungen in mindestens gleichwertiger Weise erfüllen, ausgenommen Maßnahmen, die Bestandteil eines geplanten umfassenden Änderungsvorhabens sind,

- Maßnahmen, die im Rahmen der gültigen Zulassungen durchgeführt werden oder
- Hinzufügen und Entfernen von Teilen der Rohrfernleitungsanlage, die die Sicherheit der Rohrfernleitungsanlage nicht beeinträchtigen.

Beispielhaft werden u. a. folgende „Änderungen von unwesentlicher Bedeutung“ aufgeführt:

- Austausch von Teilen von Pumpen, Verdichtern, Druckentlastungsventilen und Absperreinrichtungen, die einem anwendungsbedingten Verschleiß oder der Alterung unterliegen,
- Austausch und Einbau von Geräten, auch wenn dabei eine Verbindung zum Fördermedium führenden Innenraum hergestellt werden muss, z. B. von Molchanzeigegeräten, Probenehmern, Temperatur- und Druckmessenrichtungen,
- Auswechseln eines kurzen Leitungsabschnittes gegen gleichwertige Rohre, soweit der neue Strang innerhalb des festgelegten Schutzstreifens bleibt,
- Entlastungsschnitte im Bereich von Bergsenkungsgebieten,
- Änderung von Teilen der Fernwirk- und Fernsteueranlage (z. B. Anpassung der Datenübertragung an den Stand der Technik),
- Austausch von Armaturen oder sonstigen Rohrleitungsteilen, z. B. T-Stücken, Kondensatsammlern, Staubfiltern und Kompensatoren gegen solche gleicher Bauart.

Sachverständigenprüfungen können für Änderungen unwesentlicher Bedeutung rein rechtlich nicht gefordert werden. Dennoch wird eine Empfehlung ausgesprochen, die Notwendigkeit einer Prüfung durch Sachverständige bei Änderungen unwesentlicher Bedeutung in besonderen Fällen, z. B. nach Schweiß- und Schneidarbeiten an Rohrfernleitungsanlagen, prüfen zu lassen.

3.3.2 Anforderungen an Sachverständige (Anhang B und L)

Die Überarbeitungen zum Thema Sachverständige betreffen auch die RohrFLtgV und sind in Abschnitt 2.2.2 dargestellt. Die TRFL ist hier mit den Anhängen B und L (neu) betroffen. Änderungen des Anhangs B (Prüfungen) betreffen im Wesentlichen nur die redaktionelle Umbenennung des „Sachverständigen“ zu „Sachverständigen einer Prüfstelle“.

3.3.3 Weitere Aktualisierungen in der TRFL

Die TRFL von 2003 ist überarbeitungsbedürftig. Der AfR hatte eine Arbeitsgruppe „Aktualisierung der TRFL“ damit beauftragt, die Anpassung der Normenverweise sowie die Überprüfung des Textteils im Hinblick auf den Stand der Technik durchzuführen.

Diese Arbeiten sind abgeschlossen. Neben der teilweise notwendig gewordenen Aktualisierung der Vorschriftenverweise, wurden **Aktualisierungen** z. B. zu folgenden Bereichen in den Entwurf der neuen TRFL aufgenommen:

- das Kapitel 4.2 zum **Explosionsschutz** ist an die aktuelle Gesetzgebung anzupassen,
- Ergänzung zum Kathodischen Korrosionsschutz (KKS): Forderung nach einer Fernüberwachung,
- ergänzend zur Berücksichtigung der Wechselstromkorrosion werden Maßnahmen zur **Reduzierung der Wechselspannung** vorgeschlagen,
- der Bereich **„Einrichtungen zum Feststellen austretender Stoffe“** wurde überarbeitet
- Vorsichtsmaßnahmen zur Befüllung von Tanklagern: Empfehlungen aus AG „Tanklager“ der Kommission für Anlagensicherheit (Beratungsgremium des BMU zur Störfall-Verordnung) sollte ergänzt werden (Abbruch des Befüllvorganges, besondere Sicherheitsmaßnahmen bei Befüllung von mehreren Tanklagern gleichzeitig),
- Anhang F „Stoffliste“ wurde ersatzlos gestrichen,
- Anhang K „Sauerstofffernleitungen“ wurde aktualisiert.

3.4 Raum- und Flächenplanung

Gesetzliche Vorschriften sowie **technische Regeln** sorgen dafür, dass beginnend mit der Planung bis hin zum Bau und Betrieb von Pipelines **ein hohes Maß an Sicherheit gewährleistet ist**. Es kommt jedoch immer wieder vor, dass Pipelines unter Anderem durch Baumaßnahmen im unmittelbaren Bereich der Pipelines beschädigt werden (Einwirkung Dritter). **Auch wird beobachtet, dass im Zuge von Bauplanungen sensible Objekte nahe an Pipelineanlagen herangebaut werden**. Unter diesen Gesichtspunkten kommt den Aspekten Information und Überwachung von Aktivitäten im Einwirkungsbereich von Pipelines sowie der Bewertung von deren Risiken eine besondere Bedeutung zu. Um Erfahrungen auf diesem Gebiet auszutauschen und weitere Erkenntnisse zu gewinnen, fand im Auftrag des BMU am 14./15. Dezember 2006 in der BAM ein **internationales Fachgespräch „Raum- und Flächenplanung bei Pipelines“** statt. Anlass dafür war die Veröffentlichung der Empfehlungen der *UNECE Safety Guidelines / Good Practices for Pipelines*. In dem Fachgespräch wurde die Umsetzung der Empfehlungen der UNECE in den Bereichen der Raum- und Flächenplanung, Vermeidung von Schäden durch Dritte sowie Information der Öffentlichkeit in Deutschland betrachtet. Dabei wurden die deutschen Strukturen und Praktiken ansatzweise untersucht und diskutiert. Erfahrungen im Ausland wurden dabei als Erkenntnisquelle genutzt. Der Abschlussbericht [3] zu dem Seminar enthält eine Reihe von Empfehlungen, die in einer **Arbeitsgruppe „Raum- und Flächenplanung“** des AfR beraten wurden. Die Ergebnisse dieser Arbeitsgruppe wurden in einem Bericht festgehalten und dem BMU vorgelegt.

4 Die Risiken von Pipelinetrassen

Pipelines stellen eine der effizientesten Umschließungen für den Transport von flüssigen und gasförmigen Energieträgern in großen Mengen und über große Entfernungen dar. Bei einem Vergleich der Unfallhäufigkeit und Unfallkonsequenzen von Pipelines mit anderen Transportmitteln ergeben sich die folgenden Relationen, *Tabelle 1*.

Tabelle 1 beruht auf einer Studie aus den USA [4]. Das Transportmittel „Pipeline“ wurde auf 1,0 gesetzt und die Unfallschäden zu den anderen Verkehrsträgern ins Verhältnis gesetzt. Man sieht, dass lediglich der Transport auf dem Wasserweg Vorteile aufweist und dass der Transport mit dem Straßentankfahrzeug mit den

Tabelle 1: Sicherheit von Transportsystemen beim Öltransport pro Tonnenkilometer

	Pipeline	Kesselwagen	Tankschiff	Barge	Straßentankfahrzeug
Todesfälle	1,0	2,7	4,0	10,2	87,3
Schadensfälle	1,0	2,6	0,7	0,9	2,3
Feuer/Explosion	1,0	8,6	1,2	4,0	34,7

höchsten Risiken verbunden ist. Pipelinenetze sind darüber hinaus unabhängig von Kreuzungsverkehren und Witterungseinflüssen (Nebel, Schnee, Glätte, Sturm). Sie verursachen keine Lärmemissionen und nur geringe Landschaftsveränderungen. Die Umschließung ist permanent vorhanden – es entfallen somit Leerfahrten und Bereitstellungsflächen (Fuhrparks, Güterbahnhöfe). Dadurch sind die Errichtungskosten zwar relativ hoch, können aber durch mehrere Betreiber wieder minimiert werden.

Auf Grund der Erddeckung entziehen sich Pipelines im Allgemeinen der öffentlichen Aufmerksamkeit und auch dem Risikobewusstsein. Dies kann manchmal vorteilhaft sein, wird aber oftmals auch zum Verhängnis. Die Erfahrung lehrt, dass es trotz aller technischer (z.B. Prüfmolche) und organisatorischer Überwachungsmethoden (z.B. Trassenmarkierungen, Begehungen, Hubschrauberüberflüge) immer wieder zu Pipelineunfällen kommen kann. Abb. 1 zeigt eine Trassenmarkierung bei der Unterquerung einer Straße. Der Verlauf der Gaspipeline ist hier gut zu erkennen; bei eventuellen Fahrbahnerweiterungen dürfte somit gewährleistet sein, dass hier keine

Beschädigung der Pipeline auftreten kann. Der markante „Hut“ dient vor allen Dingen dem Erkennen des Trassenverlaufs aus der Luft.

Die meisten Schäden werden durch äußere Einwirkungen verursacht, durch Baggerarbeiten, Grabenfräsen oder verkehrsinduzierte Bodensetzungen, um nur einige zu nennen.

Und letztlich - dies macht das eigentliche Risiko aus - der Ort, an dem eine Freisetzung erfolgen kann, ist in den seltensten Fällen vorhersagbar. Auch zu den Schadensfolgen konnte man bislang kaum präzise Angaben machen, da sich die Risikobewertung bestehender und neu zu bauender Pipelines sich im Wesentlichen nur auf die Auswertung von Schadensstatistiken stützte.

Abb. 2 zeigt einen Trassenpfosten in einem Mischwaldgebiet. Bei einem Zuwachsen der Schneise kann es leicht vorkommen, dass die Pipeline bei Erdarbeiten beschädigt werden kann, vor allen Dingen, wenn nicht ortskundige Firmen derartige Arbeiten ausführen und keine Informationen über eventuelle Pipelinetrassen eingeholt worden sind.



Abb. 1:
Trassenmarkierung einer Erdgaspipeline bei Unterquerung einer Strasse

4.1 Die Statistik der Pipelineunfälle

In Europa existieren derzeit zwei große Organisationen, die sich aus Pipelinebetreibern, Öl- und Gasgesellschaften als Interessengemeinschaften zusammengeschlossen haben und umfangreiche Statistiken, auch zu Schadensfällen, erstellen und veröffentlichen.



Abb. 2: Trassenpfosten in einem Waldgebiet

4.1.1 CONCAWE

Im Jahr 1963 gründete sich CONCAWE – “The Oil Companies’ European Association for Environment, Health and Safety in Refining and Distribution”, d.h. eine Forschungsvereinigung europäischer Ölgesellschaften für Umwelt-, Gesundheitsschutz und Sicherheit. Diese Gesellschaft betreut in erster Linie Ölpipelines und hat derzeit 39 Mitglieder (Stand Januar 2009). CONCAWE gibt in regelmäßigen Abständen statistische Zusammenfassungen aller

gemeldeten Unfälle, Freisetzungen sowie deren Ursachen heraus, der letzte Report erschien 2008 [5]. Demnach hatte das betreute Pipelinenetz im Jahr 2005 eine Länge von ca. 35.000 km und mit diesem wurden ca. 800 Millionen m³ Ölprodukte, d.h. Rohöl, Kraftstoffe usw. befördert. Die Unfallstatistik ist in *Tabelle 2* aufgeführt. CONCAWE unterteilt die Ursachen von Pipelineleckagen in 5 Haupt- und bis zu 3 Untergruppen ein.

Tabelle 2: Ursachen und Häufigkeiten von Ölpipelineleckagen in **Europa** von 1971 bis 2006

Hauptgruppe	Untergruppe		
Technischer Fehler	Anlagenfehler	Konstruktions- und Materialfehler	
	Schweißnaht, Dichtungen, Bettung, Installation	Metallurgischer Fehler, ungeeigneter Werkstoff, Alterung	
Anzahl gesamt: 112 25 %	42	70	
Häufigkeit: 3/Jahr			
Betriebsstörungen	Technische Fehlfunktion	Personalfehler	
	Ventile, Drucküberwachung, Steuerung	Fehlbedienung, falsche Reaktion	
Anzahl gesamt: 31 6,9 %	11	20	
Häufigkeit: 0,9/Jahr			
Korrosion	Außenkorrosion	Innenkorrosion	Spannungsrisskorrosion
Anzahl gesamt: 127 28,3 %	99	24	4
Häufigkeit: 3,5/Jahr			
Naturereignisse	Erdrutsch, Setzungen	Überschwemmungen und andere	Blitzschlag, Erbeben
Anzahl gesamt: 15 3,3 %	10	4	1
Häufigkeit: 0,4/Jahr			
„Third Party“	Unabsichtlich I	Vorsätzlich	Unabsichtlich II
	Unkenntnis, mangelnde Sorgfalt	Diebstahl, Vandalismus und Terrorismus	Beschädigung nicht gemeldet („Baggerflucht“)
Anzahl gesamt: 163 36,3 %	116	21	26
Häufigkeit: 4,5/Jahr			
Σ: 448			

Über den Zeitraum von 1971 bis 2006 ereigneten sich 448 unfall- und betriebsbedingte Stofffreisetzungen. Bezogen auf das Jahr 2006 wurde von CONCAWE eine Freisetzungshäufigkeit von 0,34 pro 1000 Kilometer ermittelt. Die Freisetzungsursachen für die Zeiträume 1971-2006 und 2002-2006 zeigt Abb. 3.

Es ist deutlich zu erkennen dass die Betreiber von Ölpipelines hauptsächlich mit zwei Problemen konfrontiert sind, mit den äußeren Einwirkungen und den Korrosionserscheinungen. Schäden und Leckagen, verursacht durch Korrosion, haben vielfältige Ursachen. Zum einen sind diese stoffbedingt (also von „innen kommend“) und zum anderen umweltbedingt, d.h. diese werden durch äußere Einflüsse hervorgerufen. Detaillierte Ausführungen zu dieser Problematik werden in Kapitel 5 behandelt.

4.1.2 EGIG

Im Jahre 1982 schlossen sich 6 Gaspipeline-Betreiber zur EGIG (**E**uropean **G**as **I**ncident **d**ata **G**roup) zusammen. Derzeit ist diese Interessenvereinigung auf 15 Mitglieder angewachsen (Stand Dezember 2008). Die EGIG – Gruppe repräsentiert ein Gaspipelinenetz von 129.719 Kilometer Länge (Stand 2007).

Über den Zeitraum von 1970 bis 2007 ereigneten sich 1172 unfall- und betriebsbedingte Stofffreisetzungen.

Bezogen auf das Jahr 2007 wurde von EGIG eine Freisetzungshäufigkeit von 0,11 pro 1000 Kilometer ermittelt [6].

Die EGIG - Unfallstatistik ist ähnlich aufgebaut wie die Concawe – Statistik, weist jedoch einige Besonderheiten auf.

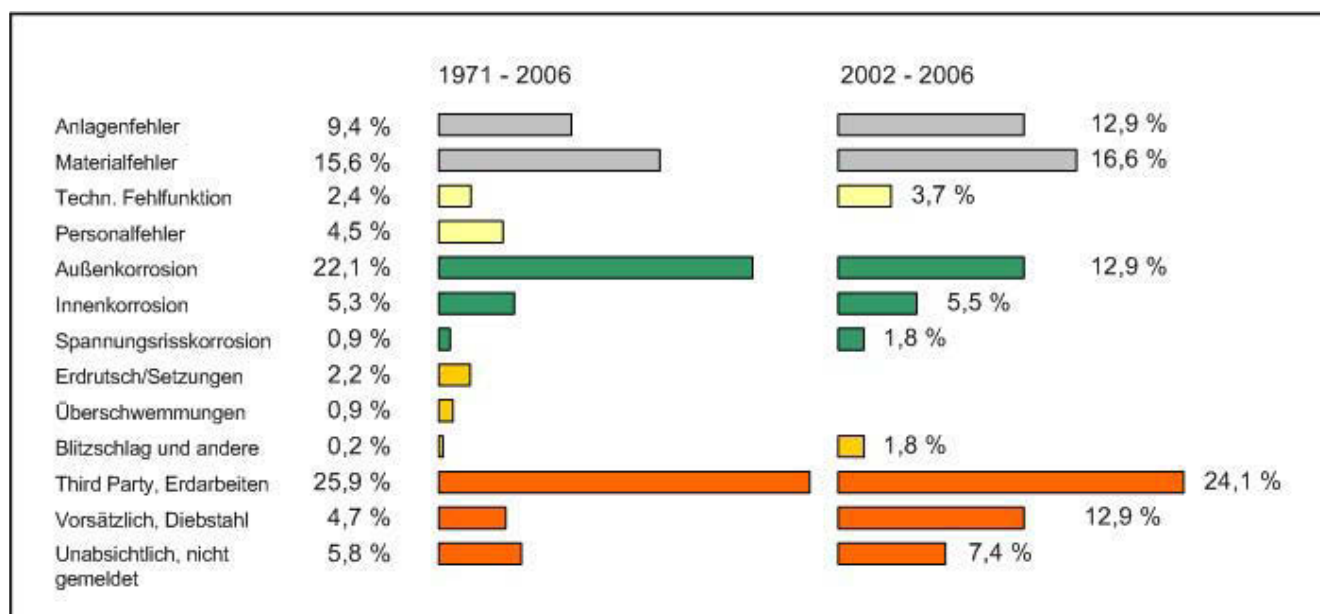


Abb. 3: prozentuale Verteilung der Freisetzungsursachen bei Ölpipelines 1971 bis 2006 und 2002-2006

Tabelle 3: Aufbau der Unfallstatistik nach EGIG und Unterschiede zu Concawe

Hauptgruppe	Zusätzliche Informationen	Unterschied zu Concawe
Äußere Einwirkungen	Beschädigungen durch Gräben, Rammen, Erdarbeiten überhaupt	Bei C. „Third Party“
Korrosion	Art der Korrosion	Ähnlich
Technischer Fehler / Materialfehler	Unterscheidung zwischen Konstruktions- und Materialfehler	ähnlich, zusätzlich techn. Details
„Hot tap made by error“*	s.u.	wird nicht verwendet/benötigt**
Erdbewegungen	Dammbruch, Erosion, Erdbeben, Überschwemmung, Bergbau	bei C. unter „Naturereignisse“ geführt
Weitere und unbekannte Ursachen	Konstruktionsfehler, Blitzschlag, Wartung	in andere Kategorien eingeteilt, z.B. techn. Fehler, Betriebsstörungen und Naturereignisse

*The term "hot tap made by error" means that a connection has been made by error to a high pressure gas transmission pipeline incorrectly identified as a low pressure distribution pipeline or even as a water pipeline" (Zitat aus [6])

**Wird bei EGIG für Unfälle/Freisetzungen an Niederdruck-Gasleitungen verwendet

Es werden zwar auch Hauptgruppen definiert, jedoch für gleiche Unfallursachen andere Begriffe verwendet und eine Ereigniskategorie neu definiert, die man bei den Ölpipelines nicht kennt, *Tabelle 3*.

Auf Grund der in *Tabelle 3* dargestellten Unterschiede ist es nicht immer möglich, einen direkten Vergleich zwischen den Versagensursachen bei Öl – und Gaspipelines durchzuführen. Die Unfallursachen für den Zeitraum von 1970 bis 2004 sind in *Tabelle 4* zusammengefasst.

Auch bei Gaspipelines verursachen die äußeren Einwirkungen und die Korrosion die meisten Schadensereignisse. Weitere vergleichende Aussagen sind auf Grund der Unterschiede in der statistischen Erhebung mit großen Unsicherheiten verbunden.

4.1.3 EUB-Report der Provinz Alberta / Kanada

Zur Verdeutlichung der Unterschiede zwischen Gas- und Ölpipelines muss eine Statistik herangezogen werden, die beide Pipelinearten nach denselben Grundsätzen

analysiert. Derartige Aufstellungen sind in den USA und Kanada für einzelne Bundesstaaten bzw. Provinzen verfügbar, z.B. der EUB-Report (Energy and Utilities Board) der Provinz Alberta [7].

Kanada verfügt über ein Pipelinenetz von über 600.000 km Länge, davon befinden sich über 250.000 km in der Provinz Alberta. Bei der Förderung von Erdöl und Erdgas nimmt Kanada eine führende Position ein, die Provinz Alberta ist dabei dominant. Die Rohölpipelines haben eine Länge von über 18.019 km, die Erdgaspipelines ergeben zusammen eine Länge von über 235.000 km (Stand 2005). Insgesamt ereigneten sich über den Zeitraum von 5 Jahren 108 Ölleckagen. Im Jahr 2005 traten 20 Leckagen auf, die Freisetzungshäufigkeit betrug somit 1,1 pro 1000 Kilometer (Europa 2006: 0,34). An den Erdgaspipelines traten im selben Zeitraum 1326 Leckagen auf, die Freisetzungshäufigkeit im Jahr 2005 (347 Leckagen) betrug 1,4 pro 1000 km (Europa ~0,1).

In *Abb. 4* sind die in den Jahren von 2001-2005 aufgetretenen Pipelineleckagen prozentual gegenübergestellt.

Tabelle 4: Ursachen und prozentuale Anteile der Leckagen an Gaspipelines in Europa 1970 bis 2004

Äußere Einwirkungen	: 49,6 %		Außenkorrosion	Innenkorrosion	unbekannt
Korrosion	: 15,4 %	davon	81 %	15 %	4 %
Technischer Fehler / Materialfehler	: 16,5 %		Lochfraßkorrosion		: 68 %
Hot tap made by error	: 4,6 %		Galvanische Korrosion		: 12 %
Erdbebewegungen	: 7,3 %		Spannungsrisskorrosion		: 5 %
Weitere und unbekannte Ursachen	: 6,7 %		nicht zuzuordnen		: 15 %

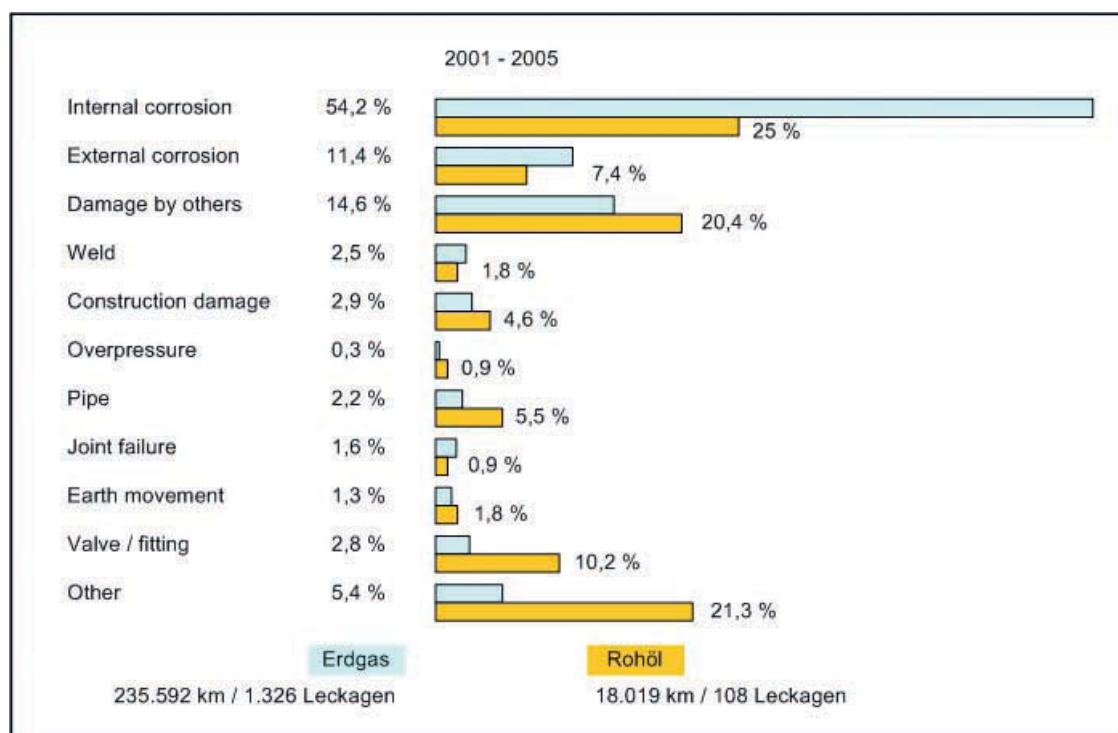


Abb. 4: Ursachen von Pipelineleckagen in der Provinz Alberta/Canada (nach [7])

Aus dieser Schadensstatistik ist gut zu erkennen, dass bei den Erdgaspipelines über 50 % der Schäden/Leckagen durch Innenkorrosion verursacht werden.

Weitere Unterschiede bestehen bei der Schädigung durch Dritte, hauptsächlich durch Erdarbeiten, aber auch Diebstähle und Vandalismus.

Auch die kanadische Statistik teilt die Schadensursachen in Ober- und Untergruppen ein. Diese Aufteilung ist den Concawe- und EGIG - Statistiken zwar ähnlich, im Einzelfall bestehen jedoch Unterschiede. Folgende Informationen sind in den Gruppen enthalten, *Tabelle 5*.

In den Statistikberichten sind in der Regel nur Angaben zur Schadensursache, zu den freigesetzten und zurück gewonnenen Mengen, zu verursachten Kosten, zu Aus-

fallzeiten, Entwicklung des Pipelinenetzes und Trendentwicklungen enthalten. Sie enthalten keine Angaben zu den Auswirkungen eines Pipelinebruches, d.h. zu den durch Wärmestrahlung, Druckwelle und Trümmerflug verursachten Schäden. Im EGIG-report [6] wird z.B. darauf verwiesen, dass diese Angaben nicht enthalten sind, weil derartige Ereignisse äußerst selten sind. Aus diesem Grund sind Statistikberichte nur eingeschränkt dazu geeignet, risikoanalytische Aussagen abzuleiten. Zur Risikobewertung einer Pipelinetrasse in Siedlungsräumen oder topografisch bzw. geologisch problematischen Gebieten, sind jedoch neben der Freisetzungsrate auch Angaben zu den Schadensauswirkungen notwendig. Diese können nur durch die Auswertung von Unfallberichten generiert werden.

Tabelle 5: Ursachen für Pipelineleckagen [7]

Construction damage	• Unsachgemäß ausgeführte oder beschädigte Isolierung • Unzureichende Bettung • Ungünstige Trassierung, zu große Durchbiegung
Damage by others	• Beschädigung bei Erdarbeiten (excavation damage) oder andere Beeinträchtigungen
Earth movement	• Veränderte Wasserläufe, Schlammlawinen • Erdbeben, Aufbrüche, Senkungen
External corrosion	• Außenkorrosion • Korrosion infolge mechanischer Beschädigung der Rohrleitung (Schrammen, Beulen)
Internal corrosion	• Innenkorrosion, i.d.R. durch das transportierte Medium verursacht
Joint failure	• Schäden an Dichtungen, Kupplungen, Flansche • Sonstige Verbindungsfehler (Stoßfugen, unsachgemäße Verschweißung)
Overpressure	• Überdruck durch Fehlschaltung, • Molchklemmer, Pumpen gegen geschlossene Ventile
Pipe	• Schädigung der Pipeline durch Spannungsrisskorrosion • Wasserstoffinduzierte Korrosion • Materialermüdung, beschädigter Anstrich usw.
Valve / fitting	• Armatur defekt (Ventil, Dichtung, Molchschleuse) • Komponentenfehler (Verdichter, Pumpe, Zähler)
Weld	• Schweißnahtfehler (nicht durch Korrosion!) • Schweißnahtbruch
Other	• Montagefehler (Armaturen, Pumpen usw.) • Bedienfehler • Übrige (Blitzschlag, Vandalismus, Verschleiß, Überschwemmung)

5 Die Konsequenzen eines Pipeline -Versagens

5.1 Auswertung der Unfallereignisse

Die im Anhang A aufgelisteten Unfallereignisse stellen nur einen geringen Teil der bislang aufgetretenen Pipelineunfälle dar. Viele Unfallereignisse, in einigen Fällen auch mit katastrophalen Umweltschäden, sind zwar bekannt, über Ursachen und Auswirkungen wurde jedoch nur in den seltensten Fällen berichtet. Eine Faktenrecherche zu derartigen Ereignissen ist auch via Internet schwer bzw. kaum möglich. Dies hängt wahrscheinlich auch damit zusammen, dass die Pipelinebetreiber keinen Bedarf sehen, derartige Ereignisse für die Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. Das bekannte Problem der Risikokommunikation zwischen Betreibern und der Öffentlichkeit betrifft natürlich auch diesen Bereich. In vielen Fällen dürften auch technische Schwierigkeiten bzw. nicht vorhandenes Expertenwissen dafür verantwortlich sein, dass viele Unfälle nicht oder nur mangelhaft untersucht und kommuniziert werden. Dies ist auch der Grund dafür, dass die meisten Berichte über Unfallereignisse aus den USA und Canada stammen. Diese Staaten verfügen weltweit über die längsten Pipeline-Netze. Sie sind auf Grund ihrer Umweltgesetzgebung sehr stark daran interessiert, dass die Sicherheit auf einem hohen Niveau gehalten wird. Dies spiegelt sich natürlich auch in der Aufsichts- und Überwachungstätigkeit wider. Außerdem sind hohe Geldbußen bei nachgewiesener und Nachlässigkeit und geklärter Schuldfrage keine Seltenheit.

Dessen ungeachtet kam und kommt es auch in diesen Staaten immer wieder zu schweren Unfällen. Die Ursachen sind im vorigen Kapitel schon beschrieben worden, in vielen Fällen kann der Betreiber einer Pipeline für ein Unfallereignis nicht verantwortlich gemacht werden. Obwohl die Anzahl der auswertbaren Unfallereignisse gering ist, können mit den vorhandenen Daten Empfehlungen zur Flächennutzungsplanung bzw. zur Erarbeitung von Risikoanalysen gegeben werden. Von besonderem Interesse sind dabei die Gefährdungsradien infolge der Wärmestrahlung, der Druckwelle und des Trümmerwurfs.

Der überwiegende Teil der Datensammlung enthält Unfälle mit Erdgaspipelines. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse dieses Forschungsberichts vorrangig auf Pipelines mit diesem Medium anzuwenden. Inwieweit es möglich ist, auch Erkenntnisse für flüssige Energieträger abzuleiten, muss im Einzelfall entschieden werden.

5.2 Wirkung der Wärmestrahlung auf Stoffe, Sachgüter und Personen

Auf Grund der in den Unfallberichten dokumentierten Entfernungsangaben lassen sich zunächst folgende Rückschlüsse auf die Gefährdungsradien infolge der Wärmestrahlung ableiten, Abb. 5.

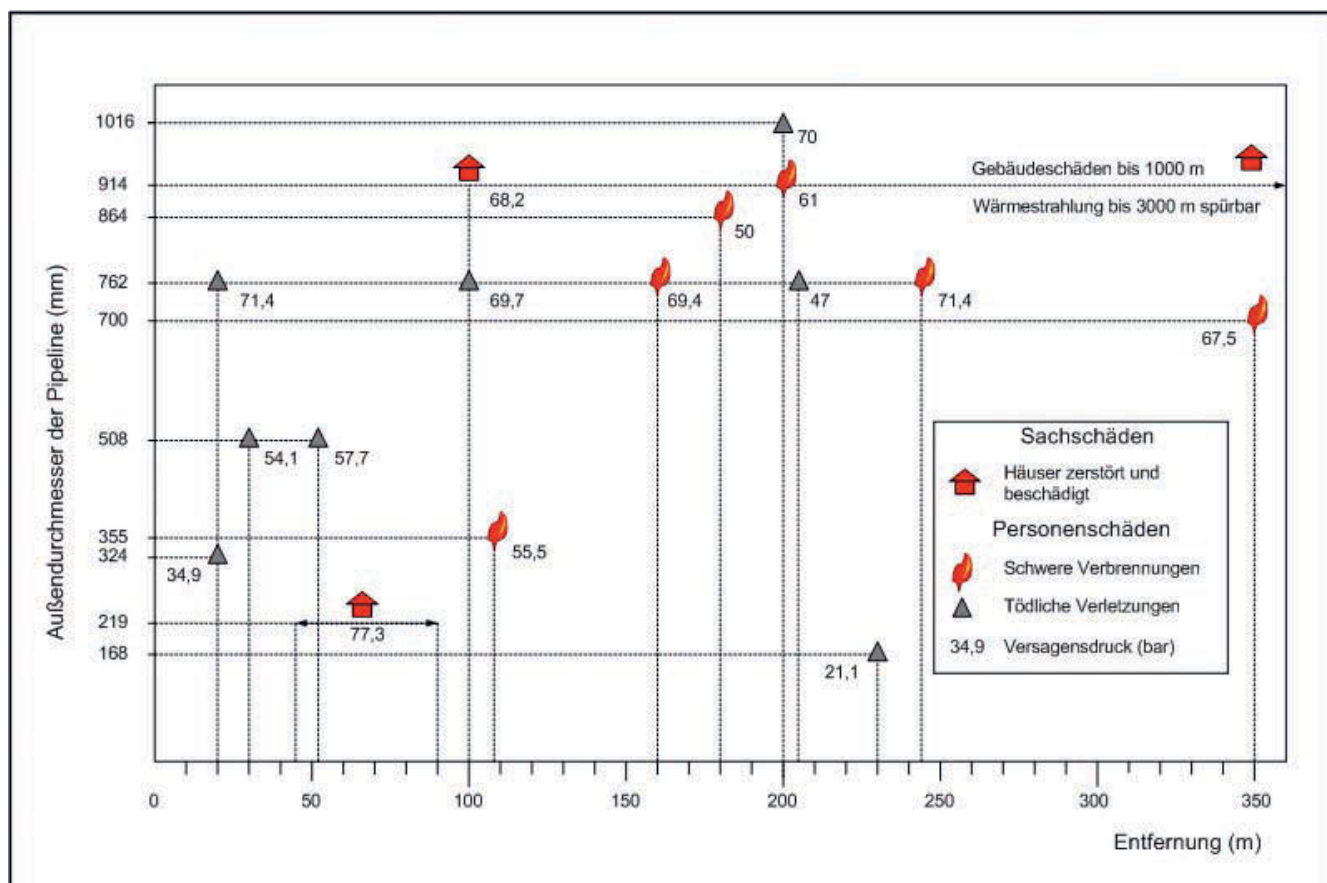


Abb. 5: Dokumentierte Gefährdungsradien infolge Wärmestrahlung beim Versagen von Erdgaspipelines

Aus Abb. 5 ist zu erkennen, dass ein Zusammenhang zwischen dem Pipeline-Durchmesser, d.h. dem Massenstrom, den Versagensdrücken und den Gefährdungsradien besteht. In einzelnen Fällen sind Schäden infolge der Wärmestrahlung in einer Entfernung von 350 bis 1000 m aufgetreten. Auf Grund der Höhe der brennenden Fackel, die bis zu 150 m betragen kann, ist in Einzelfällen über eine deutliche Spürbarkeit der Wärmestrahlung über noch größere Entfernungen berichtet worden.

Die Angaben aus Abb. 5 können jedoch nicht verallgemeinert werden. Die sehr verschiedenen technischen, geografischen und klimatischen Randbedingungen lassen dies nicht zu. Über die Auswirkungen der Wärmestrahlung und der kritischen Bestrahlungsstärken gibt es in der Literatur umfangreiche Angaben, Tabelle 6.

Tabelle 6: Grenzwerte für kritische Bestrahlungsstärken

Stoffe	Bestrahlungsstärke (kW/m ²)	Quelle
Fremdentzündung von Holz nach längerer Einwirkzeit	13 - 25	[12]
Spontane Entzündung von Holz	16 - 25	[8]
Spontane Entzündung von Holzfaserplatten in 5 s	52	[12]
- Holzfaserplatte nach 15 min	11	[9]
- helles Holz nach 15 min	15	[9]
- dunkles Holz nach 12 min	2	[9]
Sofortige Entzündung von Papier	8	[9]
- von Baumwolle, grün	8	[9]
- von Kunstfasern	7	[9]
- von Styropor	3	[9]
- organischer Substanzen nach 1 min	> 37	[9]
Fensterscheiben platzen nach 10 min	> 5	[9]
Sachgüter		
Krankenhäuser, Heime, Schulen, Wohnhäuser	1 - 2	[12], [8]
Öffentliche Straßen	4,5	[12], [8]
Fabrikgebäude	8 – 12,6	[12], [8]
Lagertank, ungekühlt	10	[12], [8]
Lagertank, gekühlt	37,8	[12], [8]
Komplette Gebäudezerstörung	> 40	[8]
Personen		
Max. Bestrahlungsstärke für Haut	1,3	[12], [11]
Beginn der nachteiligen Wirkung	1,6	[11], [8]
Max. Bestrahlungsstärke (t beliebig)	< 1,7	[8]
Erhebliche Verletzungen innerhalb 5 Minuten	0,8 – 1,9	[10]
Schmerzgrenze nach 30 s	2,9	[11]
Erhebliche Verletzungen innerhalb 60 s	2,6 – 6,3	[10]
Schmerz tolerierbar: t < 20 s t < 13 s	4 5	[12], [8]
Verbrennung 1.Grades: t > 8 s Schmerz t=3 s	6,4 10,5	[12] [8]
Verbrennung 2.Grades: 10 s < t < 12 s	10,5	[8]
Tödliche Verbrennung in 40 s	10; 10,5	[12], [11], [8]

Das Health and Safety Executive [10] hat für die menschliche Schmerzgrenze folgende Werte ermittelt, *Tabelle 7*.

Tabelle 7: Schmerzgrenzen für die menschliche Haut

Strahlungsintensität (kW/m ²)	Schmerzgrenze (°C)	Wird erreicht in (s)
4,2	45,1	13
5,2	45,3	10
6,3	46,5	8
8,4	47,1	5,5
12,6	48,3	3

Aus den vorstehenden Tabellen ist zu erkennen, dass die Wirkung der Wärmestrahlung innerhalb von Sekunden zu einer kritischen Belastung führen kann. Diese Strahlungsintensitäten bzw. Grenzwerte sind insofern von Bedeutung, weil dadurch deutlich wird, dass die Evakuierungs – bzw. Selbstrettungsmöglichkeiten bei einer plötzlich einsetzenden Wärmestrahlung sehr stark eingeschränkt sein können, *Abb. 6*.

Bei einer Bestrahlungsstärke von 5 kW/m² und ~20 Sekunden Expositionszeit bilden sich erste Blasen auf der

Haut; nach weiteren 20 Sekunden muss mit ernsteren Hautschäden, d.h. Verbrennungen, gerechnet werden. Ab einer Expositionszeit von ca. 130 Sekunden wird die Grenze zu lebensgefährlichen Verbrennungen erreicht. Dies ist ein Grund dafür, dass bei vielen Gaswolkenexplosionen innerhalb eines Schadensradius von ca. 100 m nahezu keine Überlebenschance besteht, auch deshalb, weil infolge der Druckwelle oftmals Körperschäden verursacht werden, die eine Selbstrettung nochmals erschweren.

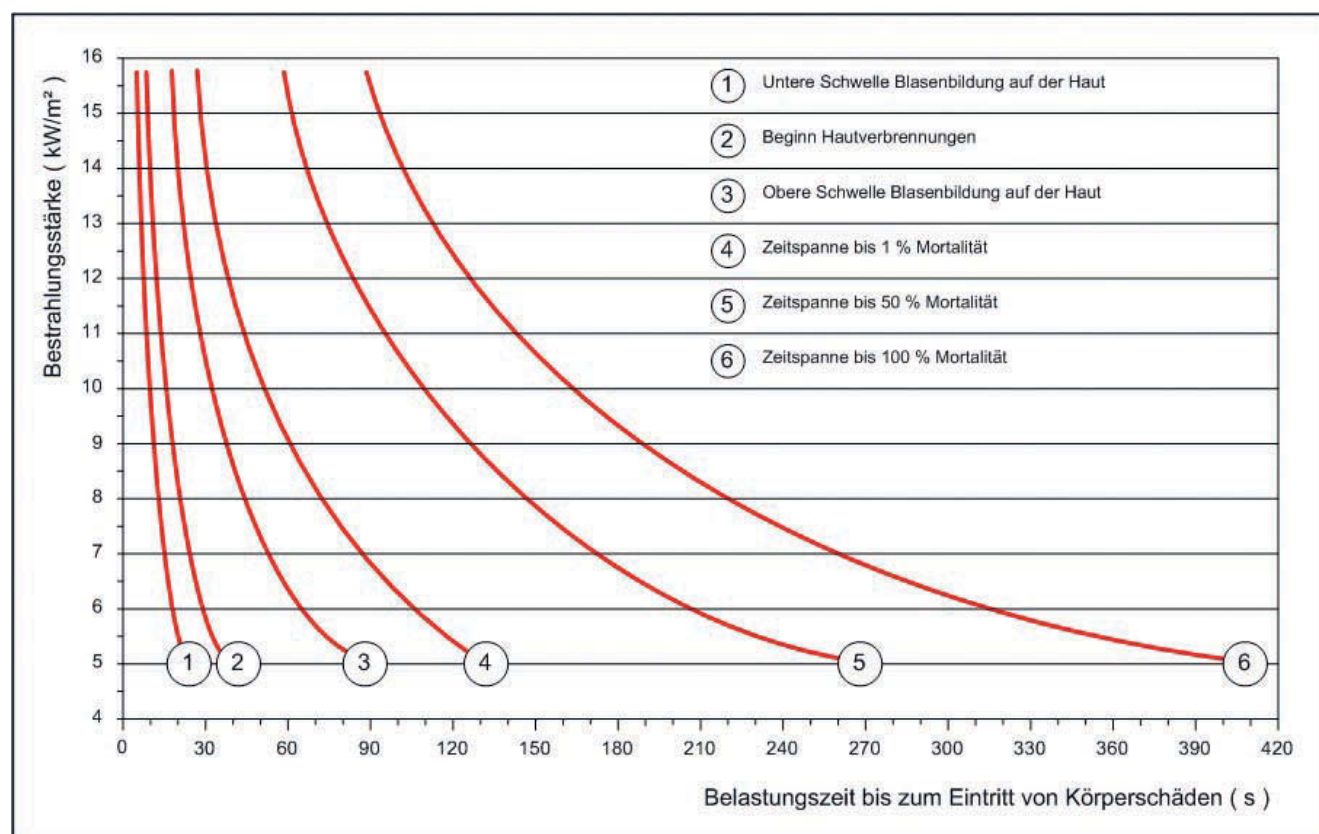


Abb. 6: Wirkung der Bestrahlungsstärke in Abhängigkeit der Expositionszeit (aus [15])

5.2.1 Arithmetische Abschätzung der Schadensfolgen infolge Wärmestrahlung

Von besonderem Interesse für eine Gefährdungsanalyse ist die Ermittlung der Reichweite einer kritischen Bestrahlungsstärke. Dies ist jedoch mit einigen Schwierigkeiten verbunden, da es nicht möglich ist, die Randbedingungen eines Pipelineversagens annähernd plausibel vorherzusagen.

Aus diesem Grund soll zunächst versucht werden, den Gefährdungsradius infolge der Wärmestrahlung arithmetisch zu ermitteln und die Ergebnisse mit konkreten Unfallereignissen zu evaluieren. Zur Abschätzung der Wärmebelastung infolge Wärmestrahlung existieren verschiedene Strahlungsmodelle, z.B. das Zylinderflammen-Strahlungsmodell, das Ballen-Strahlungsmodell, sowie das Punktquellen-Strahlungsmodell. Auf Grund Modellannahmen ist das letztere besonders geeignet, die Strahlungsbelastung in Abhängigkeit des Abstandes abzuschätzen. Die Belastung eines Objektes im Abstand r durch Wärmestrahlung (in kW/m^2) lässt sich nach dem Punktquellen-Strahlungsmodell [8] wie folgt abschätzen:

$$\dot{q}''(r) = \frac{\eta \dot{m} h_c}{4 \pi r^2} \tau_a \quad (\text{F1})$$

mit

$\dot{q}''(r)$ = Bestrahlungsstärke im Abstand r (kW/m^2);

$\dot{m}$ = Brennstoffmassenstrom (kg/s);

h_c = spezifische Verbrennungsenthalpie (kJ/kg); für Methan $\sim 50.000 \text{ kJ/kg}$;

τ_a = atmosphärischer Transmissionskoeffizient (-), dieser berücksichtigt den Einfluss der Luftfeuchte und kann nach [8] konservativ mit $\tau_a = 1$ eingesetzt werden.

η = Anteil der emittierten Strahlung im Verhältnis zur gesamt freiwerdenden Verbrennungswärme = 0,2 (-), kann nach [13] mit 0,2 angenommen werden.

Der aus dem Leckquerschnitt austretende Brennstoffmassenstrom hängt ab von der Leckgröße A_{Leck} , vom Innendruck p_i , von der Dichte ρ_i des Mediums, vom Isotropenexponent χ sowie vom Druckverhältnis p_a/p_i . Da die Verlustmenge oftmals nicht genau bekannt ist, kann der austretende Massenstrom abgeschätzt werden zu (nach [14]):

$$\dot{m} = A_{\text{Leck}} \mu \psi \sqrt{2 p_i \rho_i} \quad (\text{F2})$$

μ bezeichnet die sogen. Ausflusszahl (-), diese kann für scharfkantige Öffnungen, wie sie bei Pipelinelecks oftmals auftreten, zu 0,59 angenommen werden.

ψ steht für den folgenden Wurzelausdruck:

$$\psi = \sqrt{\frac{\chi}{\chi - 1} \left[\left(\frac{p_a}{p_i} \right)^{\frac{2}{\chi}} - \left(\frac{p_a}{p_i} \right)^{\frac{\chi+1}{\chi}} \right]} \quad (\text{F3})$$

Die Formel (F3) wird oftmals auch als Ausflussfunktion bezeichnet. Die Dichte ρ_i des austretenden Mediums errechnet sich zu:

$$\rho_i = \frac{p_i}{R_m T_i} \quad (\text{F4})$$

Zur Berechnung des Brennstoffmassenstroms benötigt man u.a. Angaben zur Leckgröße und zur Beschaffenheit des Leckquerschnitts. Diese Informationen sind jedoch nur in den wenigsten Fällen dokumentiert. Aus den Unfallberichten kann man entnehmen, dass mindestens fünf verschiedene Leckformen und -größen möglich sind, und zwar:

- a) ein Aufriss der Rohrleitung in tangentialer Richtung, meist verursacht auf Grund von Bodenbewegungen (Erdrutsch) oder Überfahren mit schweren Baumaschinen o.ä.,
- b) ein Aufriss der Rohrleitung in axialer Richtung über eine relativ kurze Strecke mit gleichzeitiger Aufweitung quer zur Rohrachse (Fischmaulbruch),
- c) ein Aufriss der Rohrleitung im oberen Scheitelsbereich über mehrere Meter,
- d) ein Heraussprengen eines Rohrsegments, d.h. eine Freisetzung des gesamten Rohrquerschnittes (Guillotine-Bruch) und
- e) eine ovale bis kreisrunde Penetration der Rohrleitung, hervorgerufen durch Baggerschaufeln oder Erdbohrer, siehe Abb. 7.

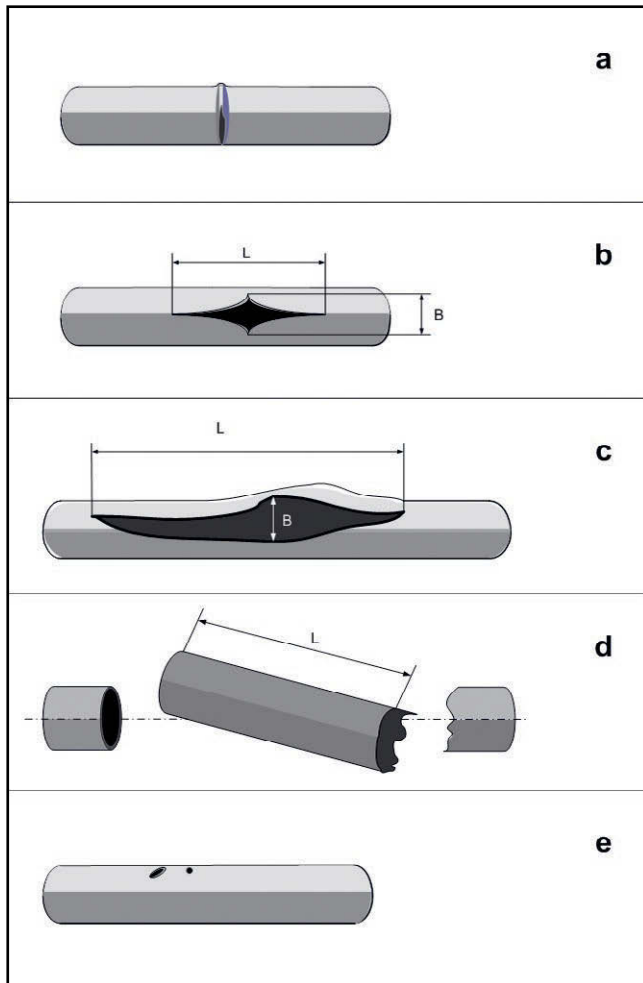


Abb. 7: Typische Leckarten bei Hochdruckpipelines

Mit den in den Untersuchungsberichten beschriebenen Schadensbildern und den entsprechenden Entfernungangaben können nunmehr mit den Formeln (F1) bis (F4) die Gefährdungsradien nachgerechnet werden. Dadurch können zunächst einmal Rückschlüsse auf die Genauigkeit eines rechnerischen Nachweises gewonnen werden. Dies kann die Aussagekraft einer risikoanalytischen Untersuchung in einem bestimmten Abschnitt der Pipeline trasse unterstützen.

5.2.2 Nachrechnung konkreter Pipelinebrüche

Der Fall b), der sogen. „Fischmaulbruch“, ereignete sich am 21. Mai 1974 bei Meridian (US-Bundesstaat Mississippi). Das Leck in der Erdgaspipeline hatte eine Länge L von 1356 mm und Breite B von 387 mm. Daraus errechnet sich ein Leckquerschnitt von $\sim 0,26 \text{ m}^2$. Da die Verlustmenge nicht bekannt ist, muss der austretende Massenstrom abgeschätzt werden.

mit

$$\begin{aligned} A_{\text{Leck}} &= 0,26 \text{ m}^2 \\ \psi &= 0,145 \text{ (-)} \\ p_i &= \text{Innendruck} = 21,1 \text{ bar} = 21,1 \times 10^5 \text{ Pa} \\ p_a &= \text{Außendruck} = 101325 \text{ Pa} \\ \rho_i &= \text{Gasdichte bei vorhandenem Innendruck (kg/m}^3\text{)} \\ \chi &= 1,31 \text{ (-)} \end{aligned}$$

und einem ρ_i errechnet mit:

$$\rho_i = \frac{p_i}{R_m T_i} \quad (\text{F4})$$

Ergibt sich mit einer spezifischen Gaskonstante für Methan von $R_m = 518,3 \text{ J / kg K}$ und einem Druck $p_i = 21,1 \text{ bar} = 21,1 \times 10^5 \text{ Pa}$ und einer Temperatur von $20^\circ \text{ C} = 293 \text{ K}$ eine Gasdichte von $\rho_i = 13,89 \text{ kg/m}^3$.

Eingesetzt in (F2) ergibt sich ein Brennstoffmassenstrom von

$$\dot{m} = A_{\text{Leck}} \mu \psi \sqrt{2 p_i \rho_i} \sim 170,3 \text{ kg/s.}$$

Im Fall Meridian wurde festgestellt, dass die verbrannte Fläche ein Areal von 162.000 m^2 umfasste, dies entspricht einem äquivalenten Schadensradius von $r = 230 \text{ m}$. Mit (F1) ergibt sich in dieser Entfernung eine Strahlungsbelastung von:

$$\dot{q}''(r) = \frac{0,2 \times 170,3 \times 50000}{4 \pi r^2} ; \quad \dot{q}''(r)_{230} \sim 2,6 \text{ kW/m}^2$$

Diese Strahlungsstärke war also noch in einer Entfernung von 230 m wirksam. In vielen Fällen ist durch Zeugenaussagen belegt, dass das Ausblasen einer unter hohem Druck stehenden Gasmenge mit einer starken Geräuschentwicklung verbunden ist, ähnlich der eines startenden Düsenflugzeugs. Im Untersuchungsbericht wird erwähnt, dass sich einige Anwohner, die ca. $\frac{1}{4}$ Meile ($\sim 400 \text{ m}$) von der Bruchstelle entfernt wohnten, auf den Weg machten, um den Grund des plötzlichen Lärms zu ergründen. Dazu wurden private PKW's benutzt. Als sie die Ursache fanden, mussten sie den Rückweg zu Fuß antreten, ihre Fahrzeuge sprangen nicht mehr an und wurden darum zurückgelassen. 20 Minuten nach dem Gasaustritt zündete die Wolke.

Fünf Personen erlitten tödliche Verbrennungen; eine Person wurde direkt in der Nähe des Lecks gefunden, vier anderen verstarben im Krankenhaus. In der Annahme, dass sie sich zum Zeitpunkt der Zündung von der Bruchstelle weg bewegten und zu ihren Wohnhäusern liefen, sich also innerhalb einer Zone zwischen $100 - 230 \text{ m}$ befanden, ergibt sich, dass sie einer Bestrahlungsstärke von $13,6$ bis $2,6 \text{ kW/m}^2$ ausgesetzt waren.

Eine Bestrahlungsstärke von 5 kW/m² wird als Grenze zu schweren Körperschäden angesehen.

Diese Abschätzung zeigt, dass es bei einer bekannten Leckgröße möglich ist, einen „sicheren“ Abstand zu ermitteln.

Der Fall c), bei dem eine Pipeline im oberen Scheitelbereich über mehrere Meter aufriss, ereignete sich am 23. März 1994 nahe der Ortschaft Edison (US-Bundesstaat New Jersey). Eine 914-mm-Gashochdruckleitung versagte über eine Länge von 23 m und setzte über einen Zeitraum von 2,5 Stunden insgesamt 8.100.000 m³ Erdgas frei. Als mittlerer Massenstrom ergibt sich somit $\dot{m} = 720 \text{ kg/s}$.

Da die Verlustmenge und die Zeitspanne bekannt sind, vereinfacht sich die Abschätzung der Bestrahlungsstärke nach (F1) zu:

$$\dot{q}''(r) = \frac{0,2 \times 720 \times 50000}{4 \pi r^2} \quad (\text{kW/m}^2)$$

Aus dem Unfallbericht ist zu entnehmen, dass die Strahlungswärme die Dächer von Gebäuden in ca. 100 m Entfernung in Brand setzte. Mit $r=100 \text{ m}$ ergibt sich somit eine Bestrahlungsstärke von $\dot{q}''(r)_{100} = 57,3 \text{ kW/m}^2$.

Die Spontanentzündung von Holz setzt bei ca. 52 kW/m² ein. Auch hier führt die rechnerische Abschätzung also zu einem plausiblen Ergebnis.

Ein weiteres Beispiel für den Fall c) ereignete sich am 15.07.1992 in Potter, Bundesstaat Ontario, Canada. Eine 914-mm-Erdgaspipeline riss auf eine Länge von 46,8 m auf.

Die Verlustmenge wurde zu 3.500.000 m³ ermittelt.

Im HSE Report 036 (siehe Anlage) wurde ein Brennstoffmassenstrom von 3474 kg/s (30 Sekunden nach Freisetzung) bis 1577 kg/s (15 Minuten nach Freisetzung) ermittelt. Eine Abschätzung ergibt:

$$\dot{q}''(r)_{3000} = \frac{0,2 \times 3474 \times 50000}{4 \pi r^2} ; \quad \dot{q}''(r)_{3000} \sim \underline{0,31 \text{ kW/m}^2}$$

$$\dot{q}''(r)_{3000} = \frac{0,2 \times 1577 \times 50000}{4 \pi r^2} ; \quad \dot{q}''(r)_{3000} \sim \underline{0,14 \text{ kW/m}^2}$$

In diesem Fall ist dokumentiert, dass die Strahlungswärme über eine Entfernung von 3000 m spürbar war. Wird die mittlere Solarkonstante mit 1,367 kW/m² dazu addiert, so ergibt sich eine Strahlungsbelastung in 3000 m Entfernung von ~1,68 kW/m² bis 1,51 kW/m².

Für die Flächennutzungsplanung wird in [4] ein Grenzwert von 1,6 kW/m² als Beginn der gesundheitsschädlichen Wirkungen für Menschen verwendet. Dies erklärt die o.g. Spürbarkeit der Strahlungswärme.

Ein Guillotine-Bruch (Abb. 3, Fall d) ereignete sich am 19. August 2000 bei Carlsbad (US-Bundesstaat New Mexico). Aus einer 762-mm-Erdgaspipeline, die zum Unfallzeitpunkt einen Innendruck von 47 bar aufwies, wurde ein ca. 15 m langes Rohrstück aus dem Explosionskrater herausgesprengt, Abb. 8. Das Gas entzündete sich und die Fackel brannte ca. 55 Minuten.



Abb. 8: Explosionskrater Carlsbad 19.08.2000
(Quelle: NTSB/PAR-03/01)

Um den „Guillotine-Effekt“, d.h. das Ausströmen sowohl auf der Hochdruckseite als auch auf der Niederdruckseite näherungsweise zu berücksichtigen, kann der Leckquerschnitt erhöht werden, vorzugsweise um 50%.

Somit ergeben sich folgende Eingangsgrößen:

$$\begin{aligned} A_{\text{Leck}} &= 0,43 \text{ m}^2 + 50\% = 0,654 \text{ m}^2 \\ \mu &= \text{Ausflusszahl (-)} = 0,59 \\ \chi &= \text{Isotropenexponent} = 1,31 \\ \psi &= 0,085 (-) \\ p_i &= \text{Innendruck} = 47 \text{ bar} = 47 \times 10^5 \text{ Pa} \\ p_a &= \text{Außendruck} = 101325 \text{ Pa} \\ \rho_i &= \text{Gasdichte bei vorhandenem Innendruck (kg/m}^3) \end{aligned}$$

Mit der spezifischen Gaskonstante für Methan

$R_m = 518,3 \text{ J/kg K}$ und einem Druck $p_i = 47 \text{ bar} = 47 \times 10^5 \text{ Pa}$ und einer Temperatur von $20^\circ \text{ C} = 293 \text{ K}$ ergibt sich: $\rho_i = \underline{30,9 \text{ kg/m}^3}$

Eingesetzt in (F2):

$$\dot{m} = A_{\text{Leck}} \mu \psi \sqrt{2 p_i \rho_i} \sim \underline{559 \text{ kg/s}}$$

Bei diesem Unfall waren Opfer zu beklagen; die tödlich Verletzten wurden in einem Abstand von 205 m zum Explosionskrater gefunden. Mit (F1) ergibt sich:

$$\dot{q}''(r) = \frac{0,2 \times 559 \times 50000}{4 \pi r^2} ; \quad \dot{q}''(r)_{205} \sim \underline{10,6 \text{ kW/m}^2}$$

Die Opfer waren also einer Bestrahlungsstärke von ca. 10 – 11 kW/m² ausgesetzt.

Diese Strahlungsintensität verursacht nach den bekannten Grenzwerten (10,5 kW/m²) innerhalb einer Expositionszeit von 40 Sekunden tödliche Verletzungen.

5.2.3 Abschätzung der Gefährdungsradien infolge Wärmestrahlung bei unbekannten Leckgrößen

Von besonderem Interesse für eine Gefährdungsanalyse ist, wie schon ausgeführt, die Ermittlung der Reichweite einer kritischen Bestrahlungsstärke. Eine arithmetische Abschätzung der Schadensfolgen ist jedoch immer an konkrete Vorgaben gebunden, d.h. es muss eine Leckgröße angenommen werden, um daraus den Brennstoffmassenstrom bestimmen zu können. Wie die Beispiele gezeigt haben, ist ein Pipelineversagen aber mit den unterschiedlichsten Leckgrößen möglich.

Wünschenswert wäre es darum, eine Abschätzungsmethode benutzen zu können, mit der man die Gefährdungsradien in Abhängigkeit des Pipelinedurchmessers und des Betriebsdrucks ermitteln kann. In [15] wurde für Erdgaspipelines die folgende Formel abgeleitet:

$$r = \sqrt{\frac{2348 \, p \, d^2}{I_{th}}} \quad (\text{ft}) \quad (\text{F5})$$

mit

I_{th} = kritische Bestrahlungsstärke (Btu/ft²h);

1 Btu/ft²h = 0,00315459 kW/m²

p = Betriebsdruck (psi); und

d = Pipelinedurchmesser (in).

Dabei wurde angenommen, dass die Pipeline durch einen Guillotine-Bruch versagt (in den USA auch als „guillotine-type failure“ bezeichnet) und die Zündung der Gaswolke unmittelbar nach der Freisetzung, innerhalb von 60 Sekunden, erfolgt.

Diese Annahme ist also ein „worst-case-scenario“ und es ist deshalb zu erwarten, dass die Abschätzung der Gefährdungsradien konservative, d.h. maximale Entfernungsangaben liefert. Nach Umrechnung der angloamerikanischen Einheiten können die Gefährdungsradien in Abhängigkeit des Betriebsdrucks für die gebräuchlichsten Pipelinedurchmesser grafisch dargestellt werden, Abb. 9 und 10.

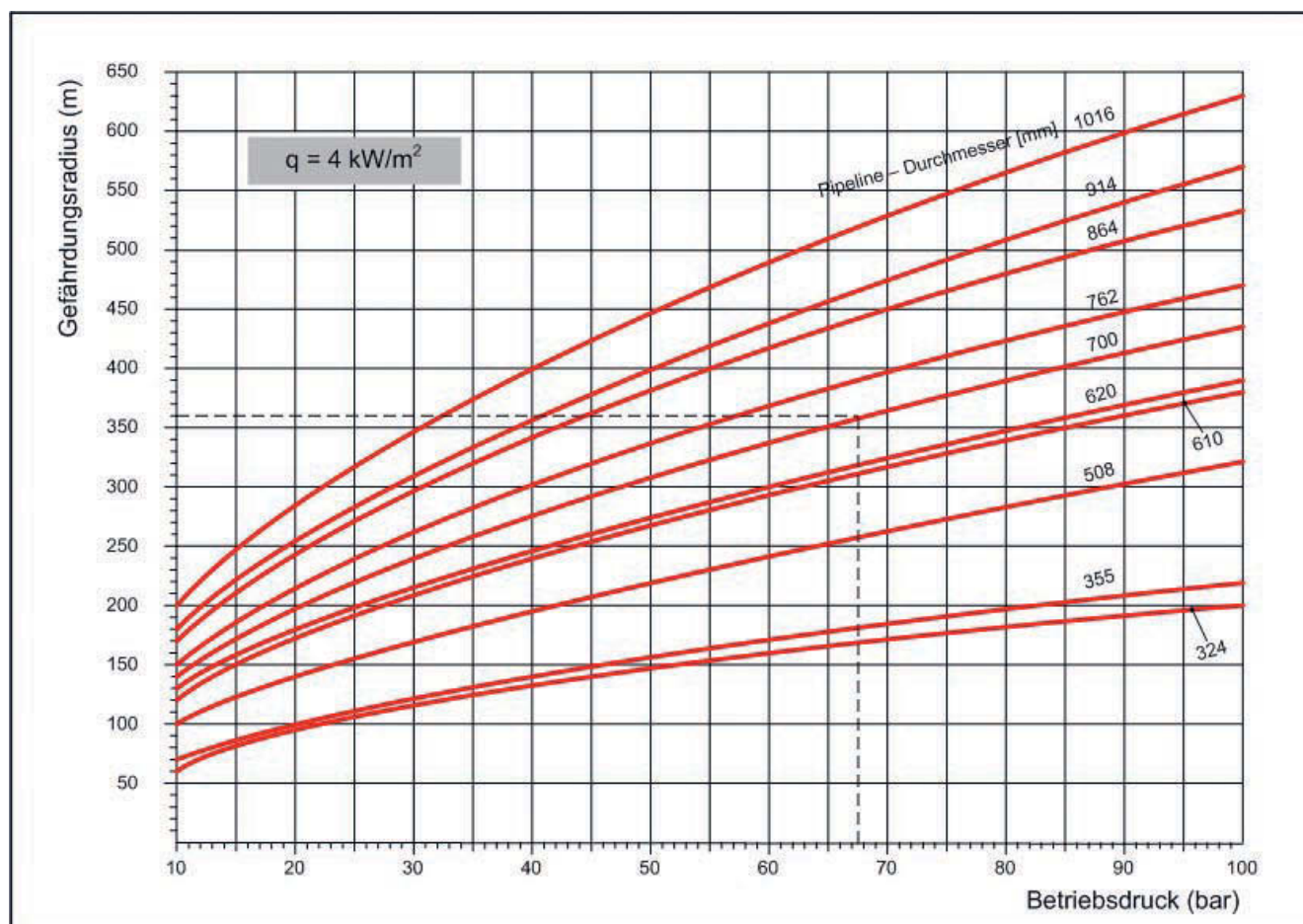


Abb. 9: Gefährdungsradien für eine kritische Bestrahlungsstärke von 4 kW/m²

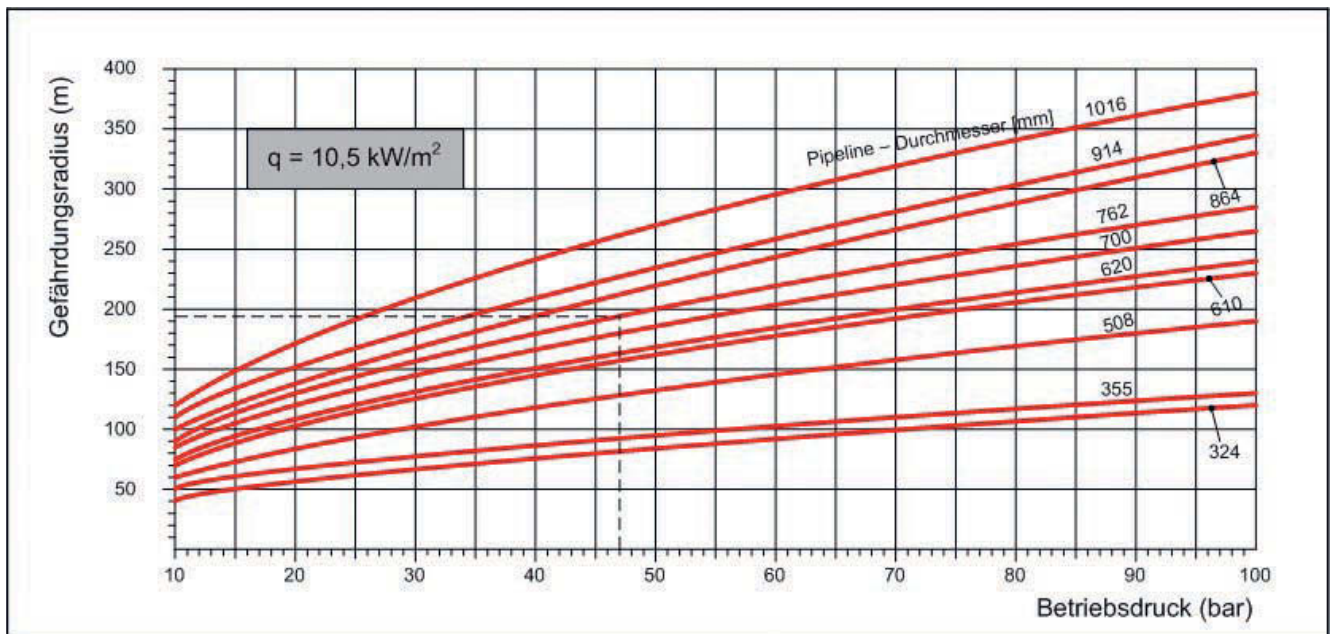


Abb. 10: Gefährdungsradien für eine kritische Bestrahlungsstärke von 10,5 kW/m²

In Abb. 9 ist die Explosion einer 700-mm-Erdgaspipeline (67,5 bar) am 25. März 1984 in Erlangen markiert. Seinerzeit wurde festgestellt, dass die Strahlungswärme der brennenden Gaswolke noch in einer Entfernung von 350 m deutlich spürbar war.

Unter der Annahme, dass dazu eine Strahlungsintensität von ca. 4 kW/m² notwendig ist (siehe Tabelle 7), kann man aus Abb. 9 einen Gefährdungsradius von ca. 350 – 360 m bestimmen.

Beim Pipelineversagen nach dem „guillotine-type failure“ am 19. August 2000 in Carlsbad wurden durch die Wärmestrahlung in 205 m Entfernung vom Explosionskrater 12 Personen tödlich verletzt (siehe Anlage).

Unter Zugrundelegung einer kritischen Bestrahlungsstärke von 10,5 kW/m², des Durchmessers von 762 mm und des Versagensdrucks von 47 bar ergibt sich aus Abb. 10 ein Gefährdungsradius von 190 bis 200 m.

Mit dieser Abschätzungsmethode können also plausible Gefährdungsradien ermittelt werden. Weitere Fälle, die zu einer Evaluierung dieser Methode herangezogen werden können, sind in Abb. 11 und 12 dargestellt.

Für eine Erdgaspipeline von 508 mm Durchmesser sind zwei Fälle mit dokumentierten Schadensradien bekannt, Abb. 11.

- Am 4. November 1982 wurde bei Erdarbeiten eine 508 mm-Erdgaspipeline beschädigt. Die Zündung der Gaswolke erfolgte sofort. In einem Abstand von 42 bis 52 m wurden Personen mit tödlichen Verletzungen geborgen. Aus Abb. 11 ergibt sich, dass diese einer Wärmestrahlung von > 40 kW/m² ausgesetzt waren, der Unfall war praktisch nicht überlebbar.

- Ein weiterer Fall ereignete sich am 28. September 1993 in Venezuela. Dort wurde ebenfalls bei Erdarbeiten eine Erdgaspipeline beschädigt. Man stellte fest, dass es in ca. 180 m Entfernung zu Hautverbrennungen 3. Grades kam. Bei einem geschätzten Betriebsdruck zwischen 50 und 70 bar betrug die Wärmestrahlung zwischen 6,3 bis 8,4 kW/m². Nach Tabelle 6 ist ab einer Bestrahlungsstärke ab 6,3 kW/m² mit erheblichen Verletzungen zu rechnen.

Die Nachrechnung der Gefährdungsradien für eine Erdgaspipeline mit einem Durchmesser von 1016 mm, die am 30. Juli 2004 in Belgien explodierte, ergibt folgende Resultate, Abb. 12.

Im Unfallbericht (siehe Anhang A) wird bemerkt, dass in einer Entfernung von 400 m das Schmelzen von Kunststoffteilen an Kraftfahrzeugen festgestellt wurde und dass innerhalb einer 200-m-Zone alle Personen tödliche Verbrennungen erlitten.

Die Nachrechnung dieser Entfernungsangaben mit Formel 5 ergibt eine Strahlungsintensität von 7 bis 27,9 kW/m². Ein Vergleich dieser Bestrahlungsstärken mit den Angaben in Tabelle 6 ergibt, dass auch in diesem Fall das Abschätzverfahren nach Formel 5 zu plausiblen Entfernungsangaben führt.

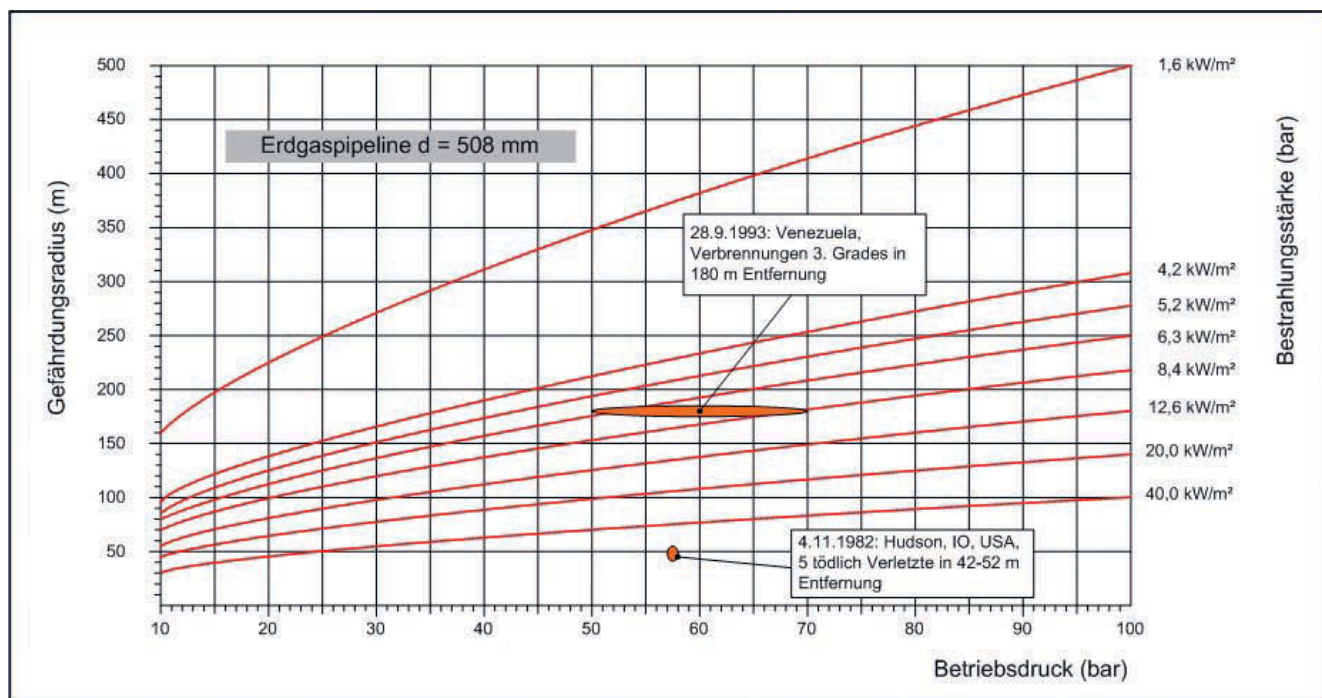


Abb. 11: Gefährdungsradien infolge Wärmestrahlung für eine Erdgaspipeline d=508 mm

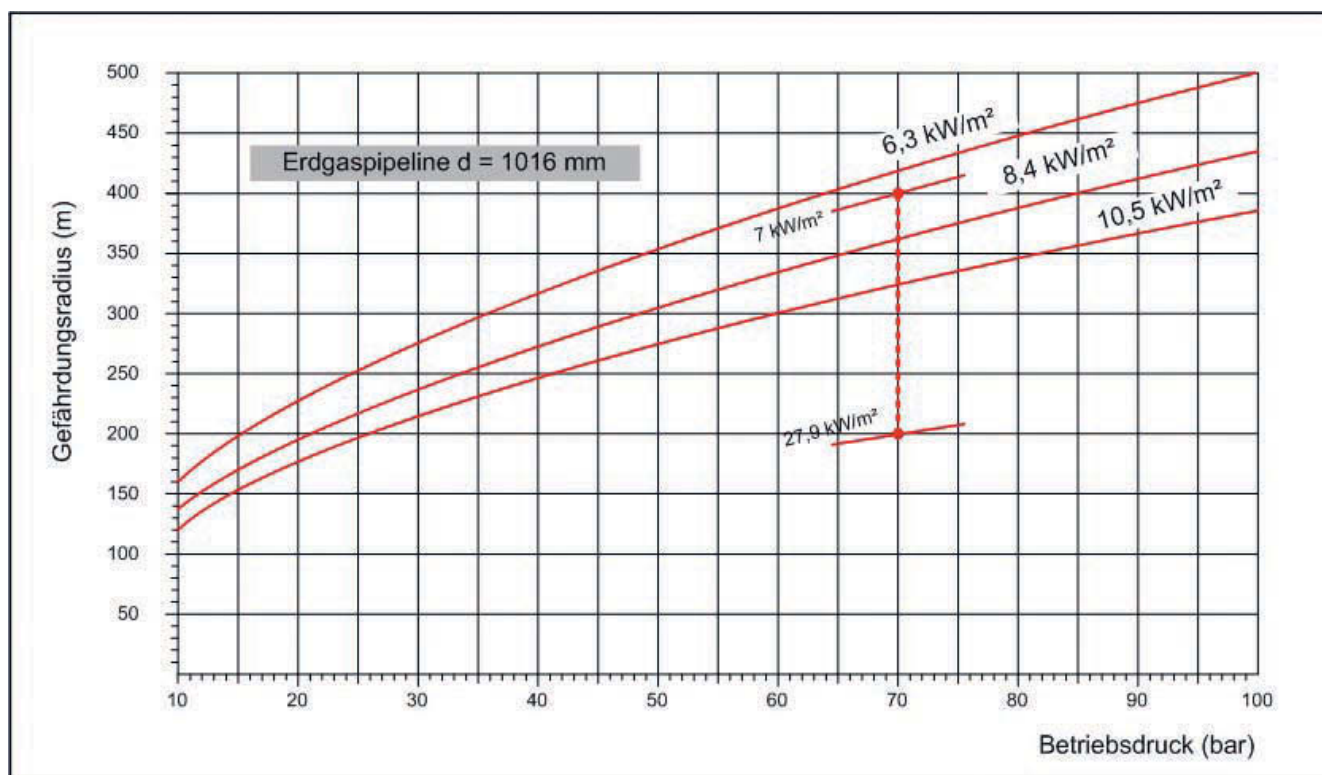


Abb. 12: Gefährdungsradien infolge Wärmestrahlung für eine Erdgaspipeline d=1016 mm

5.3 Abschätzung der Gefährdungsradien infolge Druckwellen bei Gaswolkenexplosionen

Die Auswertung der Unfallberichte zeigt, dass ausströmende Medien nicht immer sofort in Brand geraten. Eine unmittelbare Zündung, z.B. von Erdgas, sofort nach einem Rohrleitungsleck, wäre hinsichtlich der Druckbelastung der „günstigste“ Fall; beim einfachen Abbrennen kann sich keine Druckwelle ausbilden. Bei der Bildung einer Gaswolke, d.h. der Durchmischung und Anreicherung mit Luftsauerstoff, kann es dagegen zu schweren Gaswolkenexplosionen kommen. Die Auswirkungen eines Pipelinebruchs werden darum im Wesentlichen vom Medium (gasförmig, flüssig), von der Druckdifferenz, von der Topografie und von der Infrastruktur beeinflusst, d.h.

der Nähe zu Wohnbebauungen und Verkehrswegen. Im Gegensatz zur Wärmestrahlung, der man sich unter günstigen Umständen durch Flucht entziehen kann, stellen Gaswolkenexplosionen auf Grund des schnellen zeitlichen Ablaufs eine besondere Gefährdung dar. Wie die Unfallberichte zeigen, können die Überdrücke so hoch sein, dass jegliche Handlungsfähigkeit eingeübt wird. Dazu kommt, dass nach dem Druckimpuls der Stoßwelle ein Unterdruck folgt, der ebenfalls zu Schäden führen kann. Bei der Abschätzung der Druckwirkungen gibt es darum einige Schwierigkeiten bzw. Unwägbarkeiten, denen man sich bewusst sein muss. Die Ausbreitung einer Druckwelle wird durch viele Faktoren bestimmt, die es erschweren, für einen bestimmten Standort eine hinreichend genaue Vorhersage zu treffen. Neben den stofflichen Eigenschaften, z.B. der Reaktivität (Geschwindigkeit der Flammenfront) spielen auch die Art der Zündquelle, die Größe der Gemischwolke und der

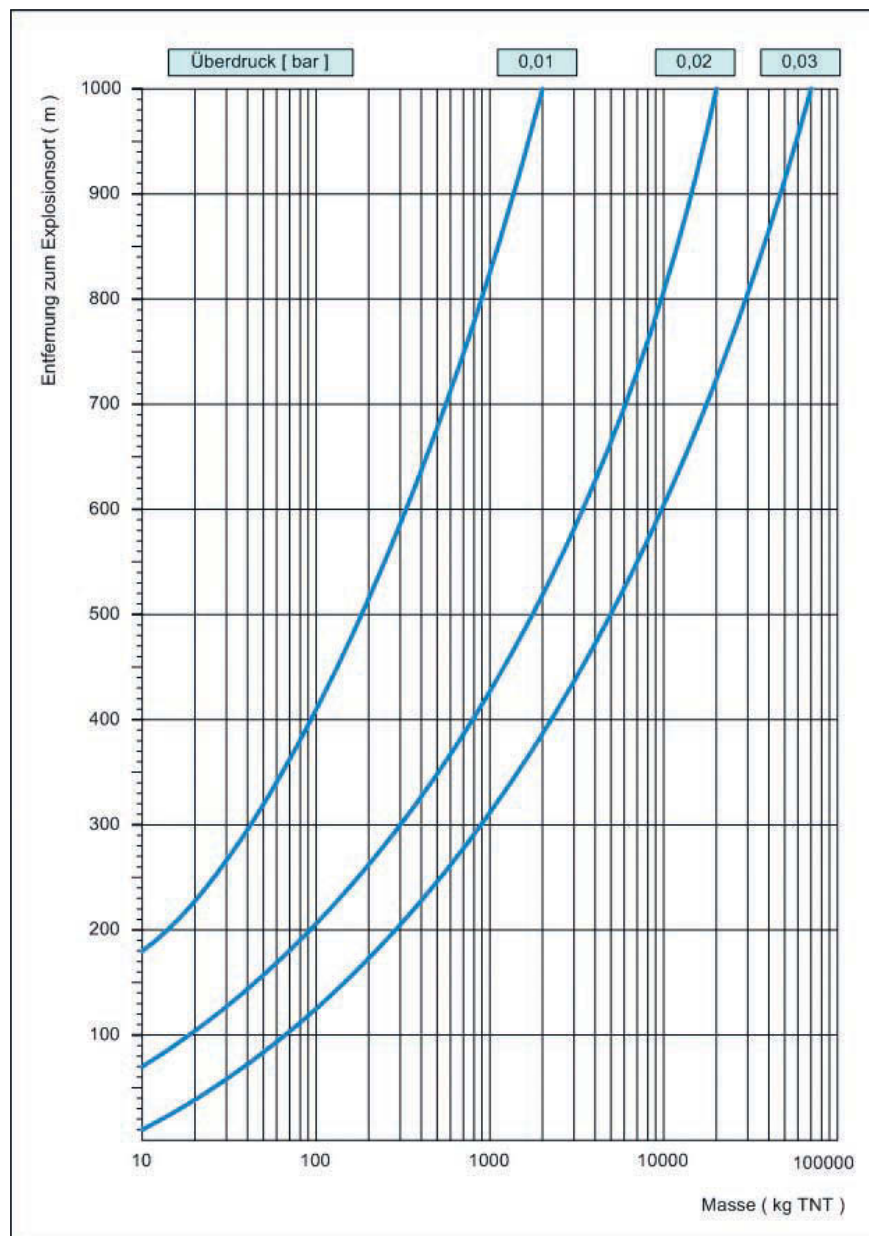


Abb. 13: Abhängigkeit zwischen Spitzenüberdruck, äquivalenter Masse an brennbarem Stoff und Wirkungsradien, ermittelt mit Formel (F6)

Einfluss der Bebauung (Verdämmeffekte) im Bereich der Freisetzung, die herrschenden Windgeschwindigkeiten, Temperaturen, Luftdrücke und -feuchten eine große Rolle.

Aus diesem Grund wurden verschiedene Modelle entwickelt (u.a. TNO, Kogarko usw., auf [8] wird verwiesen), teilweise basierend auf dem sogen. TNT-Äquivalent.

Das TNT-Äquivalent ist eine Maßeinheit, mit der man das Arbeitsvermögen eines explosiven Stoffes (als Produkt aus Dichte, Explosionsdruck und Detonationsgeschwindigkeit) mit der Wirkung des meist verwendeten militärischen Sprengstoffes Trinitrotoluol vergleicht. Die Abschätzung der Reichweite einer Druckwelle kann nach einer Formel nach KINNEY & GRAHAM erfolgen (aus [16]).

Der einfallende Spitzenüberdruck ist:

$$p_{so} = p_0 \frac{808 \left[1 + \left(\frac{z}{4,5} \right)^2 \right]}{\sqrt{1 + \left(\frac{z}{0,048} \right)^2} \sqrt{1 + \left(\frac{z}{0,32} \right)^2} \sqrt{1 + \left(\frac{z}{1,35} \right)^2}} \quad (F6)$$

Mit dem Umgebungsluftdruck $p_0 = 101325 \text{ Pa}$ und dem skalierten Abstand

$$z = \frac{a}{[m_{TNT}]^{\frac{1}{3}}} \quad (F7)$$

a = Abstand zum Explosionsmittelpunkt (m);
 m_{TNT} = Masse in kg TNT.

In Abb. 13 sind einige charakteristische Spitzenüberdrücke in Abhängigkeit der äquivalenten Masse und des Abstandes zum Explosionsort dargestellt.

Die Wirkungsradien von höheren Explosionsspitzenüberdrücken sind in Abb. 14 dargestellt, und zwar für die Grenzen:

- 0,03 bar – Zerstörung 50 % Fensterscheiben, Beginn leichter struktureller Schäden an Bauwerken,
- 0,07 bar – Einbeulen von Stahlblechen, Beginn schwerer Zerstörungen,
- 0,14 bar – Rissbildung in Stahlbetonwänden und
- 0,70 bar – Beginn der totalen Bauwerkszerstörung.

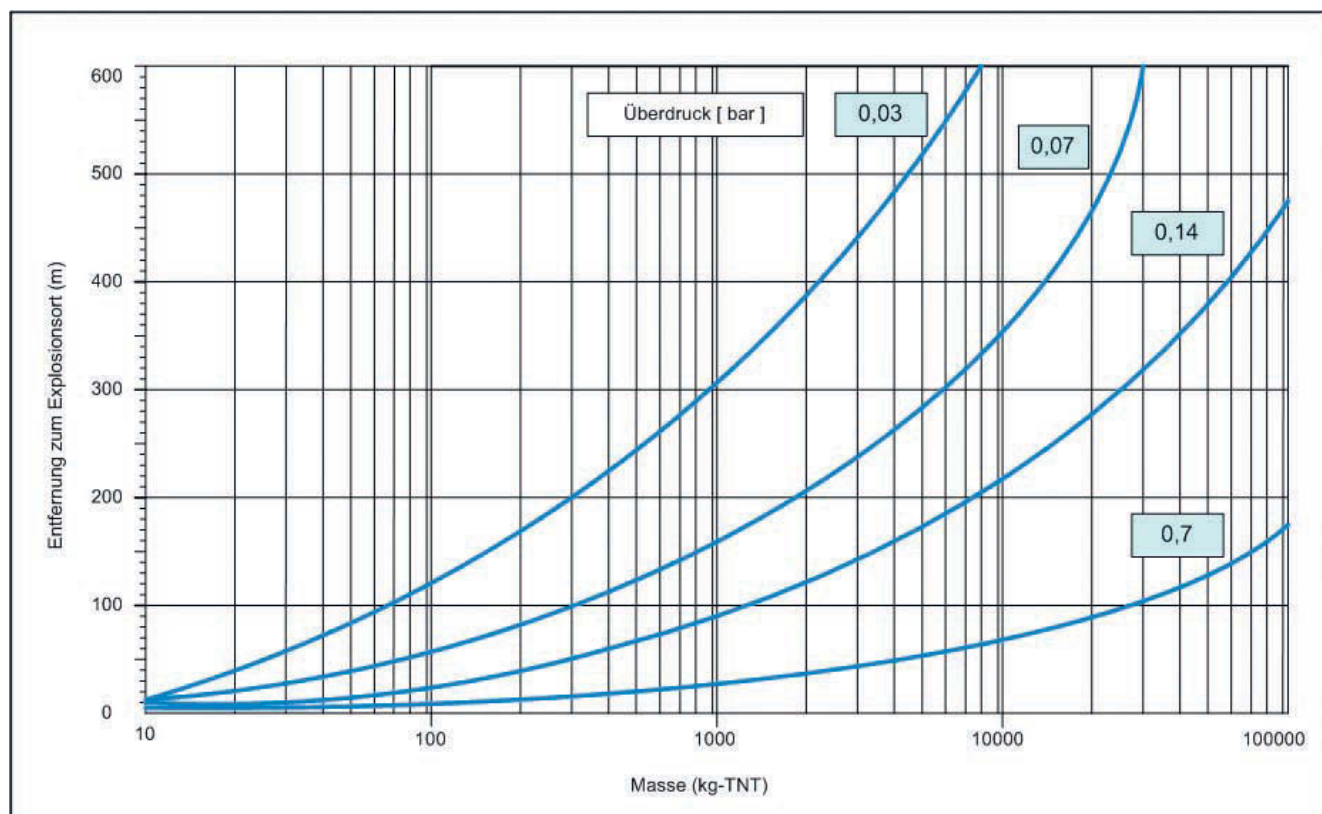


Abb. 14: Abhängigkeit zwischen Spitzenüberdruck, äquivalenter Masse an brennbarem Stoff und Wirkungsradien (aus [17])

Die Wirkungen von Explosionsdrücken auf Personen, Gebäude und Anlagen sind in *Tabelle 8* zusammen gefasst.

Tabelle 8: Explosionsauswirkungen auf Personen, Gebäude und Anlagen

Personen	Explosionsüberdruck (bar)	Quelle
Unangenehme Knallwirkung tiefer Frequenz	0,0015	[8]
Sehr lauter Knall	0,003	[8]
Personen werden umgeworfen	0,01	[8]
Druckbezogener Grenzwert für Schäden durch Spreng- und Wurfstücke	0,015	[8]
Untere Grenze Trommelfellriss	0,175	[8]
Beschädigung des Trommelfells	0,30	[8]
Untere Grenze für Lungenschäden	0,85	[8]
Untere Grenze für schwere Lungenschäden	1,85	[8]
Untere Letalitätsgrenze	2,05	[8]
Gebäude		
Zerstörung 10 % Fensterscheiben	0,01	[8]
Zerstörung 50 % Fensterscheiben	0,03	[8]
Zerstörung 75 % Fensterscheiben	0,05	[8]
Zerstörung der Dächer und Wände von Holzhäusern	0,06	[8]
Leichte bis mittlere Zerstörungen an Holzhäusern	0,07 – 0,25	[18]
Beschädigung Fensterrahmen, Bruch Fensterscheiben	0,10	[8]
Bruch Fensterglas	0,010 – 0,015	[17]
Geringe Schäden an Dächern	0,02	[8]
Gelegentliche Beschädigung von Fensterrahmen, Risse im Mauerputz	0,035	[8]
Geringe Gebäudeschäden	0,034 – 0,076	[17]
Leichte bis mittlere Schäden an Wohngebäuden	0,12	[8]
Einbeulen von Stahlblechen	0,076 – 0,124	[17]
Rissbildung in Betonwänden	0,124 – 0,020	[17]
Zerstörung gemauerter Wände	0,20	[8]
Einstürzen von Holzhäusern	> 0,340	[17]
Mittlere bis schwere Schäden an Wohngebäuden	0,35	[8]
Beträchtliche Gebäudeschäden	0,275 – 0,480	[17]
Zerstörung mehrgeschossiger Gebäude	0,50	[8]
Schwere Schäden an stahlarmierten Betonbauten	0,4 – 0,62	[17]
Totale Zerstörung von Bauwerken	0,7 – 0,83	[17]
Anlagen, Infrastruktur		
Mittlere Schäden an leeren Eisenbahnwaggons	0,04 – 0,07	[18]
Telefonleitungen werden zerrissen	> 0,09	[18]
Zerstörung Eisenbahnbrücke, Stahl, Spannweite 60 m	> 0,15	[18]
Zerstörung von Öltanks	0,20	[8]
Leichte bis mittlere Schäden an Rohrbrücken	0,2 – 0,4	[18]
Leere Eisenbahnwagen umgeworfen	0,46	[8]
Beladene Güterwagen umgeworfen	0,6	[8]
Mittlere Schäden an beladenen Eisenbahnwaggons	0,5 – 0,8	[18]
Beladene Güterwagen zerstört, 99 % Schäden an horizontal gelagerten Druckbehältern, chemische Reaktoren und Wärmetauscher	0,75 0,8	[8] [18]
Zerstörung Eisenbahnbrücke, Stahl, Spannweite 23 m	> 1,0	[18]
68 m³- LPG-Tank	> 1,0	[18]

Bei den Abschätzungen der Druckwirkungen müssen Annahmen getroffen werden, die unter Umständen entweder zu einer Unterschätzung oder Überschätzung der Konsequenzen führen können. Das größte Problem besteht darin, dass es nur bedingt möglich ist, die in der Gemischwolke vorhandene Masse des Brenngases zu ermitteln, zumal wenn keine genauen Angaben zur Zeitdauer des Austritts vorliegen. Die Formel (F6) kann jedoch durch ein Unfallereignis evaluiert werden, und zwar mit der Explosion einer Propangaspipeline am 9. Dezember 1970 im US-Bundesstaat Missouri. Aus dem Untersuchungsbericht des National Transportation Safety Board (NTSB-PAR-72-01; siehe Anhang) kann entnommen werden, dass durch das Leck insgesamt 765 barrel = 61.330 kg Propan entwichen sind. Die Gaswolke zündete nach 24 Minuten. Unter der Annahme, dass die gesamte Masse bei der Explosion umgesetzt wurde, errechnet sich das TNT-Äquivalent zu:

$$m_{TNT} = m \eta \frac{\Delta h_c (\text{Brenngas})}{\Delta h_c (\text{TNT})} \quad (\text{F8})$$

mit:

m = Masse an brennbarem Stoff (kg);

η = Wirkfaktor (-) = 0,003 für Propan (aus [8]);

Δh_c = spezifische Verbrennungsenthalpie (kJ/kg) = 46.000 für Propan und

$\Delta h_c (\text{TNT})$ = spezifische Verbrennungsenthalpie von TNT $\approx$ 4500 (kJ/kg).

Eingesetzt in (F8) ergibt sich:

$$m_{TNT} = 61.330 \times 0,003 \times \frac{46.000}{4.500} \approx 1.880 \text{ kg}$$

Folgende Wirkungsradien sind dokumentiert:

800 m: Druckwelle reißt Personen um;

3200 m: schwere und leichte Bauwerksschäden und Glasbruch;

3200 – 11200 m: leichte Bauwerksschäden und Glasbruch.

Mit (F7) $z = \frac{a}{[m_{TNT}]^{\frac{1}{3}}}$ ergibt sich:

$$Z_{800\text{m}} = 64,8; z_{3200\text{m}} = 259,3; z_{11200\text{m}} = 907,5;$$

Eingesetzt in (F6) ergeben sich folgende Spitzenüberdrücke:

$$p_{800} \approx 0,013 \text{ bar}; p_{3200} \approx 0,003 \text{ bar}; p_{11200} \approx 0,001 \text{ bar}.$$

Ein Vergleich dieser Werte mit den Angaben in Tabelle 3 zeigt, dass die Abschätzung mit der Formel (F6) durchaus plausible Werte liefert. Auf Grund der örtlichen Gegebenheiten kann nicht vorausgesetzt werden, dass diese immer genau übereinstimmen.

5.4 Dokumentation der Gefährdungsradien infolge Trümmerflugs

Neben der Gefährdung durch Wärmestrahlung und Druckwellen sind auch Schäden durch den Trümmerflug von Rohrleitungsegmenten, Ausrüstungsteilen oder ausgeworfenen Erdreichs (Steine, Geröll) möglich. Eine Zusammenstellung aller betrachteten Ereignisse zeigt die Grafik in Abb. 15:

Aus der Darstellung ist zu erkennen, dass ein Zusammenhang zwischen dem Betriebsdruck und den Wurfweiten besteht. Aus den untersuchten Unfallereignissen wurde eine maximale Wurfweite von ca. 350 m ermittelt. Diese Darstellung ist derzeit jedoch nur bedingt aussagefähig, weil nur 14 Ereignisse mit dokumentierten Trümmerwurf-

weiten ausgewertet werden konnten. Darüber hinaus kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Wurfweiten infolge von Abpralleffekten noch erhöhen können. Eine Aussage zur Trefferwahrscheinlichkeit bestimmter Zonen um einen hypothetischen Pipelinebruch ist auch auf Grund der derzeitigen Datenlage unmöglich.

Auch zu den Massen der versprengten Trümmerteile können keine Angaben abgeleitet werden. In den vorliegenden Fällen wurden dazu keine Hinweise gefunden. Dies wird in vielen Fällen damit zusammenhängen, dass es schwierig ist, überhaupt alle Trümmer zu finden, vor allen Dingen in Waldgebieten. Zum anderen ist zu vermuten, dass bei der Beräumung eines Unfallareals der Feststellung der Trümmermassen nicht unbedingt die höchste Priorität eingeräumt wird.

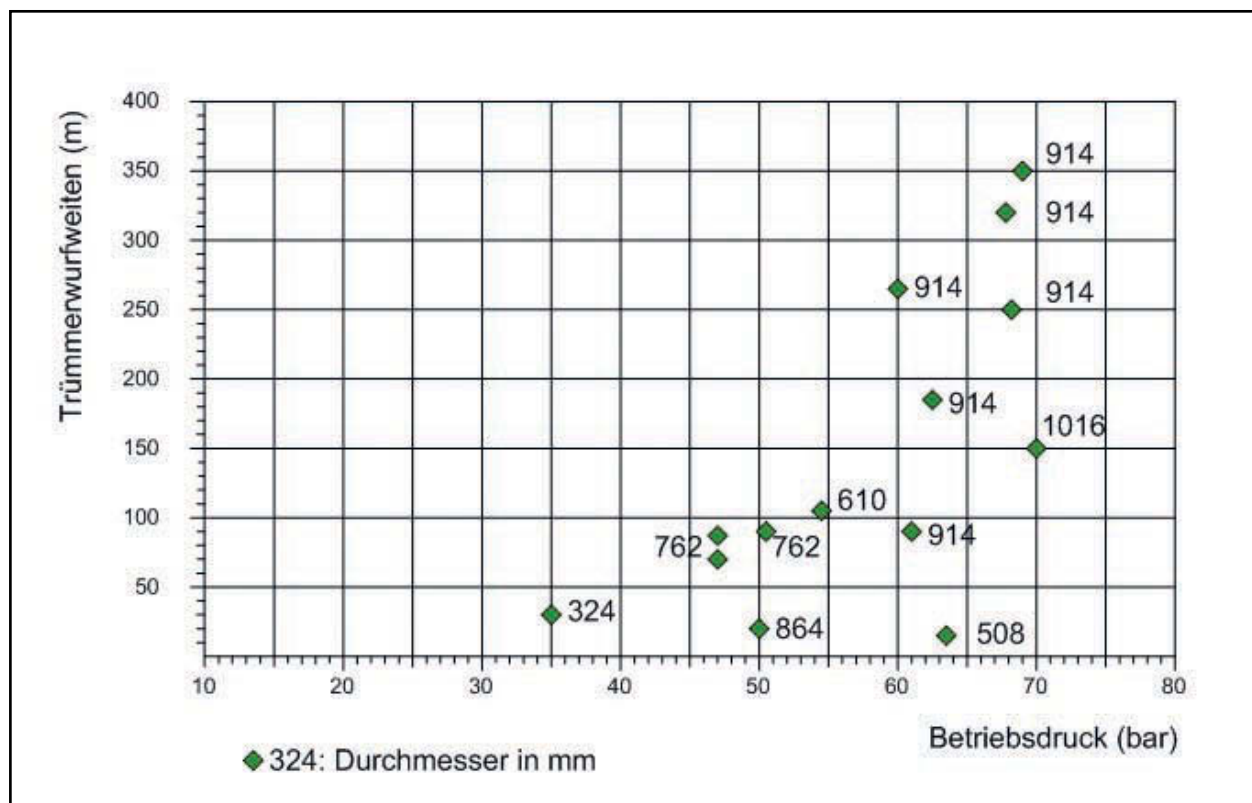


Abb. 15: Dokumentierte Trümmerwurfweiten für Erdgaspipelines

6 Zusammenfassung und Ausblick

Unfallstatistiken zeigen, dass es trotz umfangreicher technischer und organisatorischer Überwachungsmethoden immer wieder zu Pipelineunfällen kommt. In diesen Statistiken ist als Hauptunfallursache die unbeabsichtigte äußere Einwirkung durch Dritte, z. B. durch Baggerarbeiten, erfasst. Wird im technisch-wissenschaftlichen Sinne von einem Risiko einer Anlage wie z. B. einer Pipeline gesprochen, werden dabei die zu erwartende Häufigkeit des Eintritts eines zum Schaden führenden Ereignisses und das beim Ereigniseintritt zu erwartende Schadensausmaß berücksichtigt. Das Risiko von Pipelines hängt neben der Häufigkeit auch vom Schadensausmaß ab, also von der Größe des Unfalls und vom Ort, an dem eine Freisetzung erfolgen kann. Die Unfallhäufigkeit kann über veröffentlichte Statistiken (z. B. CONCAWE, EGIG) ermittelt werden. Über das Schadensausmaß dagegen gibt es bisher wenige Informationen. Die Risikobewertung bestehender und neu zu bauender Pipelines hat sich somit bislang im Wesentlichen nur auf die Auswertung von Schadensstatistiken gestützt, d. h. auf die Ursachen und Häufigkeiten von unfallbedingten Stofffreisetzungen. Aus diesem Grund hat sich die Bundesanstalt für Materialforschung und –prüfung (BAM) im Rahmen dieses Forschungsberichts schwerpunktmäßig mit den Konsequenzen von Pipelineunfällen auseinandersetzt. Es wurden im Wesentlichen Unfallberichte aus Nordamerika ausgewertet. Bei der Auswertung der Pipelineunfälle ist aufgefallen, dass viele Schadensereignisse zeitversetzt auftraten, d. h. eine äußere Beschädigung durch Grabungsarbeiten führte oftmals nicht auch sofort zu einem Versagen der Rohrleitung. In vielen Fällen wurden diese offensichtlichen Beschädigungen dem Pipelinebetreiber nicht mitgeteilt, so dass dieser darauf nicht reagieren konnte. Weiterhin ist augenfällig, dass Pipelines oftmals parallel zu Straßen und Schienentrassen verlaufen. Dies ist aus bautechnischen und wartungstechnischen Gründen vorteilhaft, da im Schadensfall der Freisetzungsort schnell erreicht werden kann. Andererseits deuten die Schadensereignisse darauf hin, dass in diesen Bereichen eine höhere Wahrscheinlichkeit für ein Pipelineversagen angenommen werden muss. Wahrscheinlich sind dafür unfallbedingte Stoßbelastungen (z. B. Zugentgleisung 12.5.89 – Pipelinebruch 25.5.89, San Bernardino) oder schwingungsinduzierte Verkehrsbelastungen verantwortlich.

Zu diesem Problembereich konnte jedoch keine verwertbare Erkenntnisquelle recherchiert werden. Es muss daher angenommen werden, dass hier noch Forschungsbedarf besteht.

Die Gefährdung der Umgebung entlang einer Pipelinetrasse ergibt sich bei einem Versagen der Umschließung auf Grund der Wirkung der Wärmestrahlung und der Spitzenüberdrücke sowie durch Trümmerflug. Die Auswertung der Unfälle ergab, dass für eine Risikoanalyse zur Flächennutzungsplanung die Wirkungen der Wärme-

strahlung und der Druckwelle bis zu einer Entfernung von 350 m, gemessen ab Mitte Pipelinetrasse, zu berücksichtigen sind. Zu den Risiken des Trümmerflugs können auf Grund des derzeit geringen Kenntnisstandes keine Aussagen getroffen werden. Bis zum Vorliegen weiterer Erkenntnisse scheinen diese mit den Betrachtungen zur Wirkung der Strahlung und der Druckwelle hinreichend berücksichtigt.

Bei der Evaluierung von Schadensereignissen an Erdgaspipelines hat sich gezeigt, dass die verwendeten Abschätzmethoden eine gute Übereinstimmung mit den dokumentierten Schadensradien aufweisen. Die Abschätzmethode nach GRI-Modell (siehe Punkt 5.2.3) scheint besonders geeignet zu sein, da hier keine Annahmen zu möglichen Leckgrößen und zum Brennstoffmassenstrom getroffen werden müssen. Um eine weitergehende Validierung der Methode zu ermöglichen, wären weitere Informationen und Daten zu Pipelineunfällen nötig. Es wäre daher sehr zu begrüßen, wenn ausführliche Unfallberichte mit Aussagen zu Schadensfolgen ähnlich wie in Nordamerika auch in Deutschland und Europa veröffentlicht würden. Hierzu wird es vermutlich einer rechtlichen Verpflichtung bedürfen.

Trotz der gezeigten Anwendbarkeit der vorgestellten Abschätzmethoden zu Schadensradien und den daraus abzuleitenden Sicherheitsabständen können keine seriösen Aussagen zu den möglichen Schadensorten getroffen werden. Dies unterscheidet Pipelines von stationären Anlagen. Auf Grund der Schadensstatistiken kann jedoch angenommen werden, dass insbesondere an den Berührungs- und Kreuzungspunkten mit den Verkehrsträgern Straße und Schiene eine höhere Wahrscheinlichkeit eines Pipelinebruchs besteht. Als Risiko reduzierende Maßnahme bietet sich darum in diesen Bereichen z. B. die Erhöhung der Überdeckung und / oder die Vergrößerung der Wanddicke an.

Trotz der teilweise bereits existierenden Leitungsinformationssysteme (z. B. ALIZ – Informationsverfahren über Kabel und Leitungen im Untergrund) werden die häufigsten Schäden durch an Pipelines durch Erdbauarbeiten verursacht, d. h. durch Dritte, denen der Verlauf der Pipeline nicht bekannt ist oder die die nötige Sorgfalt vermissen lassen.

Aus diesem Grund werden Leitungstrassen monatlich mehrfach begangen oder befliegen. Diese Maßnahmen liefern jedoch nur Momentaufnahmen und sind nicht kontinuierlich durchführbar. Eine konsequente flächendeckende Einführung, Pflege und vor Allem Anwendung von entsprechenden Leitungsinformationssystemen wäre daher wünschenswert.

Pipelineunfälle stellen meist Großschadensereignisse mit Schadensradien dar, die bei der Raum- und Flächenplanung grundsätzlich die Einhaltung von Sicherheitsabstän-

den erfordern müssten. Deshalb ist die Flächenplanung in der Umgebung einer bestehenden Pipelinetrasse in jedem Fall sorgfältig zu prüfen. Die in dieser Untersuchung dargestellte Abschätzmethode von Schadensradien bei Pipelines könnte hierfür ein wichtiges Instrument sein. Ein wichtiger Aspekt bei der Flächenplanung ist, dass nicht nur die Pipelines selbst betrachtet werden, sondern auch die an bestehenden Pipelines herannahende Bebauung. Pipelines werden in der Regel über einen sehr langen Zeitraum betrieben. In diesen Zeiträumen können sich die Flächennutzungspläne stark verändern und die Sicherheit der Leitungen gefährden bzw. das Risiko der Pipeline in Bezug auf die herannahenden neuen Objekte entlang der Leitung erhöhen. Um dies zu vermeiden, ist die Koordinierung der Verkehrswege- und Flächennutzungsplanung mit neuen und bestehenden Pipelineprojekten eine der wirkungsvollsten Aktivitäten zur Gewährleistung eines hohen Sicherheitsniveaus.

Zusammenfassend ergeben sich aus diesem Bericht also folgende Empfehlungen:

- Veröffentlichung von ausführlichen Berichten über Pipelineunfälle, zumindest zu denen, die nach Rechtsvorschriften den zuständigen Behörden gemeldet werden müssen. Hierfür bedarf es vermutlich einer Rechtsgrundlage.
- Grundsätzlich: die Einrichtung eines flächendeckenden Leitungsinformationssystems zur Reduzierung der Hauptschadenursache an Pipelines (Schäden durch Dritte),
- Weitere Untersuchungen zur Validierung der hier vorgestellten Abschätzmethode von Schadensradien an Pipelines. Die Abschätzmethode könnte als Instrument zur Unterstützung der Raum- und Flächenplanung herangezogen werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Nr. 19 der Anlage zu § 3 UVPG: „Leitungsanlagen und andere Anlagen“
- [2] Bekanntmachung der Technischen Regel für Rohrfernleitungen nach § 9 Abs. 5 der Rohrfernleitungsverordnung vom 19. März 2003, Bundesanzeiger, ausgegeben am 31. Mai 2003, Nummer 100a
- [3] Bericht zum Fachgespräch „Raum- und Flächenplanung bei Pipelines“, 14./15. Dezember 2006 in Berlin, BAM, http://www.bam.de/de/kompetenzen/fachabteilungen/abteilung_3/fg32/fg32_ag7a.htm
- [4] Transmission Pipelines and Land Use, A Risk-Informed Approach; Special Report 281, Transportation Research Board, Washington, D.C.; 2004.
- [5] Statistical summary of reported spillages in 2006 and since 1971, report no. 7/08, CONCAWE, Brussels, August 2008.
- [6] 7th EGIG-report 1970-2007, Gas Pipeline Incidents, Doc. Number EGIG 08.TV-B.0502, December 2008.
- [7] EUB-report 2007-A, Pipeline Performance in Alberta 1990-2005, Alberta Energy and Utilities Board, April 2007.
- [8] UBA Bericht „Ermittlung und Berechnung von Störfallablaufszenarien nach Maßgabe der 3. Störfallverwaltungsvorschrift“; Forschungs- und Entwicklungsvorhaben 297 48 428, Band 2, S. 194, Umweltbundesamt, Februar 2000.
- [9] Bussenius, S.: Abschätzung von Schadenfolgen als Grundlage für die Festlegung von Schutzmaßnahmen, Schadenprisma 4/92, S. 64-68.
- [10] Hymes,I.; Boydell,W.: Prescott,B.: Thermal Radiation: Physiological and Pathological Effects, Institution of Chemical Engineers, Health and Safety Executive 1996.
- [11] SFK/TAA-GS-1: Leitfaden für die Abstände zwischen Betriebsbereichen nach der Störfall-Verordnung und schutzbedürftigen Gebieten im Rahmen der Bauleitplanung-Umsetzung § 50 BImSchG.
- [12] Gwehenberger et.al: Schadenpotential über den Ausbreitungspfad Atmosphäre bei Unfällen von Gefahrguttfahrzeugen, TÜ Bd.40 (1999), Nr.11-November, S.52-56.
- [13] Y.-D.Jo and B.J.Ahn,: Analysis of hazard areas associated with high-pressure natural-gas pipelines, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, Volume 15, Issue 3, May 2002.
- [14] Bohl, W.: Technische Strömungslehre; Vogel-Buchverlag Würzburg, 1971.
- [15] GRI-00/0189: A Model for Sizing High Consequence Areas Associated With Natural Gas Pipelines, C-FER Technologies, Edmonton, Alberta, Canada, October 2000.
- [16] Gebekken, N.; Döge,T.: Vom Explosionsszenario zur Bemessungslast, Der Prüferingenieur, Oktober 2006, S.42-52.
- [17] Federal Emergency Management Agency (FEMA): Building Design for Homeland Security, Unit IV, Explosive Blast,
- [18] Netherlands Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment (VROM): Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen 1, Deel 2B: Effecten van explosie op constructies.

8 Anhang

Liste der Pipelineunfälle 1965 – 2007

Die in der Anlage aufgeführten Unfallereignisse weisen einen sehr unterschiedlichen Detaillierungsgrad auf. Aus den Untersuchungsberichten der Sicherheitsbehörden (USA: NTSB, Canada: TSB) und aus wissenschaftlichen Veröffentlichungen (z.B. HSE, Oil spill reports usw.) können in den meisten Fällen Angaben zu den Betriebsparametern, zur Versagensursache, zu den Schadensradien, zu den Witterungsbedingungen, zur Schadensbegrenzung usw., entnommen werden. Während der Internetrecherche sind auch viele Ereignisse gefunden worden, die ein Pipelineversagen nur hinsichtlich des Unfalldatums und einiger Randbedingungen beschreiben, jedoch keine weiteren Detailinformationen enthalten. Diese sind in der nachfolgenden Liste auch aufgeführt, in der Hoffnung, diese Ereignisse zu einem späteren Zeitpunkt mit weiteren Angaben vervollständigen zu können.

Die technischen Angaben in den einzelnen Jahrestabellen umfassen im Idealzustand folgende Angaben:

Außendurchmesser der Pipeline, Wanddicke, Druck, Baujahr, Isolierung/ Kath. Korrosionsschutz, Erdüberdeckung, Schadensursache, Schadensradien (Druckwelle, Temperatur, Trümmerwurf), Anzahl der Opfer, Sachschäden, Umweltschäden.

Sollten diese Angaben in einigen Punkten nicht vollständig vorhanden sein, so ist dies auf unvollständige Angaben in den Quellen zurückzuführen.

Stoffschlüssel

1	Rohöl
1A	Naphta
2	Diesel
3	Schweröl, Heizöl
4	Benzin, Kerosin
5	Propan, Butan und Gemische
6	Erdgas
7	Ammoniak

Abkürzungen

T: Tote / death
 SV: schwer verletzt / seriously injured
 V: verletzt / injured
 LV: leicht verletzt / minor injured
 d = Außendurchmesser / diameter of pipeline
 s = Wanddicke / nominal wall thickness
 p = Betriebsdruck / pipeline pressure
 (weitere: p_B = Berstdruck / burst pressure
 p_p = Prüfdruck / test pressure)

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
04.03.1965	6	Natchitoches, Louisiana, USA	Tennessee Gas Pipeline	?	HSE Research Report 036, 2002; Internet: Louisiana Office of Conservation, Pipeline Division
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=610 mm; s=6,35 mm; p=54,6 bar; Überdeckung: 1,0 m; Ursache: Spannungsrisskorrosion; Zündung nach 45-60 s; Leitung über 8,2 m beschädigt; Krater: L=23 m, B=9 m, T=4,5 m; Trümmerwurf: 107 m; verbrannte Fläche: 150x380 m, Flammenhöhe:~ 150 m; 17 T					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
10.07.1968	6	Bliesendorf, Brandenburg, Deutschland	?	?	ZIS-Prüfbericht 402/083/68, in: Bundesarchiv DG 802/ BN307,Mappe 402-45
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=620 mm; s=9 mm; p=50 bar; Ursache: Spannungsrisskorrosion					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
10.06.1969	6	Plessa, Brandenburg, Deutschland	?	?	ZIS-Prüfbericht 402/091/69, in: Bundesarchiv DG 802/ BN307,Mappe 402-44
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=620 mm; s=9 mm; p=48 bar; Ursache: Spannungsrisskorrosion, Ltd. Beobachtung der Bevölkerung gegen 6.07 Uhr heftiger Knall und senkrechte Stichflamme zwischen Plessa und Plessa-Süd; Leitungsaufriß auf ca. 15 m Länge; 13 m Rohrleitung wurden ca. 35 m aus dem Rohrgraben geschleudert; das Rohr war längs aufgerissen; die beiden im Erdreich verbliebenen Rohrenden waren ausgeglüht und verbogen; Flurschaden auf ca. 1 ha Wiese und Getreidefeld, eine Feldscheune abgebrannt, ca. 80 m³ Boden ausgeblasen					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
09.09.1969	6	near Houston, Texas, USA	Mobil Oil Corporation	?	NTSB-PAR-71-1; HSE Research Report 036, 2002, Internet: University of Newcastle upon Tyne
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=355 mm, s=6,35 mm; p=55,5 bar; Schweißnahtfehler in einer Längsschweißnaht, zur Durchsatzerrhöhung wurde Druck erhöht, dadurch Bruch; Zündung: 8 -10 min nach Leck; Pipeline auf ca.15 m Länge aufgerissen; kein Feuerball, Flammenlänge 38 m; Schäden durch Strahlungswärme: von 74 bis 108 m; Gebäudeschäden durch Überdruck: von 47 bis 91 m;13 Häuser zerstört in 7 bis 75 m Entfernung, 9 V, keine T Pipeline wurde 1941 gebaut, seinerzeit auf freiem Gelände, zum Unfallzeitpunkt waren die Häuser nur noch ca. 7 m von der Trasse entfernt; insgesamt 106 Häuser zerstört					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
03.09.1970	4	Jacksonville, Maryland, USA	Colonial Pipeline Company	80 t	NTSB-PAR-71-2; HSE Research report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=762 mm; s=7,1 mm; p=8,4 bar; Übereckung: 1,8-2,4 m; gebaut 1964; Leck: 4,8 mm Durchmesser; Vermutung: unerkannte Fehlstelle in der Wandung, die den Druckwechseln nicht mehr gewachsen war, bemerkt wurde das Leck durch Anwohner infolge des lang anhaltenden Bezingeruchs aus einem naheliegenden Bach, während der Freilegungsarbeiten mit Bagger Explosion, 5 LV; Flammenhöhe 60 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
09.12.1970	5	Port Hudson, Franklin County, Missouri, USA	Phillips Pipeline Company	61,3 t	NTSB-PAR-72-1; HSE Research Report 036, 2002; Internet: University of Newcastle upon Tyne; HSE: Advisory Committee on Major Hazards, London 1984
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Errichtet 1931/39; keine Isolierung; kath.K.schutz seit 1941; d=219 mm; s=7 mm; p=62 bar; Ursache: Korrosion und zu hoher Betriebsdruck; Rohrleitung auf 2 m Länge aufgerissen; Gas/Luft-Gemisch entzündet sich nach ca. 24 min; Krater: L=3 m, B=3 m, T=1,2 m; verbrannte Fläche: 3.716 m²; 10 V; Schadensradien: 800 m: Druckwelle reißt Personen um 3200 m: schwere und leichte Bauwerksschäden, Glasbruch 3200 – 11200 m: leichte Bauwerksschäden, Glasbruch 11200 – 19300 m: Glasbruch 88 km – seismografischer Nachweis (3,5)					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
14.05.1972	1	Hearne, Texas, USA	Exxon Pipeline Company	1.258 m³	NTSB-PAR-73-02; Hazard Identification and Evaluation in a Local Community, Technical Report №12; UNEP 1992; Report on a second study of Pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=219 mm; s=8,2 mm; p=50,5 bar; Erddeckung ~0,5 m; Leck: 150 mm lang, 25 mm breit; Ursache: Korrosion; Flammenhöhe ~100 m, 1 T, 2 V Zitat (NTSB): „.....crude oil sprayed out from a pipeline into the air, showering the surrounding countryside with oil. The oil flowed along a stream beneath a railway and a highway. The crude oil was ignited by an unknown source. The resulting explosion and fire killed one man and seriously burned two other people. An intense fire several hundred feet high and about 200 feet long burned on the surface of the oil, along the stream and on the railway, road and stock-pond, and scorched the whole area.“					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
10.01.1973	1	Whatcom County, Washington, USA	Trans Mountain Oil Pipeline Corporation	1.400 t	Pollution Control Hearings Board, State of Washington, June 4, 1974
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Pipe 1954 gebaut; Fehlinterpretation Öffnungsgrad eines Ventils führte zu Überdruck, 15 cm langer Riss in Längsschweißnaht (die außerdem fehlerhaft ausgeführt war), Gericht rügte mangelhafte Sorgfalt bei der Bedienung					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
22.02.1973	5/6	Austin, Texas, USA	Phillips Pipeline Company	530 t (HSE 1984) 1056 m³ (HSE 1984)	NTSB-PAR-73-04; HSE Research Report 036, 2002; HSE: Advisory Committee on Major Hazards, London 1984
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=273,9 mm; s=9,47 mm; p=36,9 bar; 1 m Erdüberdeckung; Leck: 38 mm lang; Ursache: Spannungen infolge Bodensenkungen; Krater 3x3 m, 6 T; Zündung 10-15 min nach Leck; verbrannte Fläche: bis 732 m in Windrichtung; 6 T					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
06.12.1973	7	Conway, Kansas, USA	Mid America Pipeline System	~ 80 t	NTSB-PAR-74-6; Report on a second study of Pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=219 mm; s=4 mm; p=82,7 bar; p _g =110,3 bar; Krater: L=2,1 m, B=2,1 m, T=1,8 m; Ursache: Pumpen gegen geschlossenes Ventil, 2 SV					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
02.03.1974	6	Monroe, Louisiana, USA	Michigan Wisconsin Pipeline Company Corp.	1.450.000 m³	NTSB-PAR-75-01; HSE Research Report 036, 2002; Internet: Energy Citations Database (ECD)
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=762 mm; s=11,0 mm; p=56 bar; Überdeckung 1,95 m; coated, wrapped and cathodically protected; verbrannte Fläche: r ~114 m (40.470 m²); Krater: L=30 m, B=9,1 m, T=7,6 m; Ursache: Umfangsschweißnaht in einer Durchführung unter einem Highway gebrochen; hoher Bodendruck durch Lehmboden jeweils vor und hinter der Röhre.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
15.03.1974	6	near Farmington, New Mexico, USA	Southern Union Gas Company		NTSB-PAR-75-03; Internet: Mark J.Stephens: A Model for Sizing High Consequence Areas Associated with Natural Gas Pipelines; Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=324 mm; s=6,35 mm; p=34,9 bar, Überdeckung ca. 0,75 m; keine Umhüllung, kein kath.K.-schutz; Zündung durch Fahrzeug welches wahrscheinlich gerade gestartet wurde, ca. 8 min nach Bruch; Ursache: Korrosion auf 6-Uhr-Position; Leck 2,4 m lang; Krater: L=13 m, B=5,2 m, T=3 m; Bruchstelle in ca. 9 m Entfernung zu einer parallel verlaufenden Servicestraße; verbrannte Fläche im 45-m-Radius; Trümmwurf ~30 m; Flammenhöhe ca. 100 m; 3 T (2 Tin ~10 m, 1 T in ~20 m Entfernung von Leckage)					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
21.05.1974	6	Meridian, Mississippi, USA	Texas Oil and Gas Corporation	?	NTSB-PAR-76-1; HSE Research Report 036, 2002; HSE: Advisory Committee on Major Hazards, London 1984
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1971, d=168 mm; s=1,8 mm; p=21,1 bar; Erdüberdeckung: 0,9 m; coated and wrapped, no cathodic protection; Ursache: wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion; Leck 1356 mm lang und max. 387 mm breit; Krater: L=3 m, B=3 m, T=1,8 m; Zündung 20 min nach Leck; Flammenhöhe ca. 100 m; 5 T; verbrannte Fläche: 162.000 m² (r=230 m); Bruchstelle ca. 3,6 m parallel zu einer Straße					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
09.06.1974	6	near Baeleton, Virginia, USA	Transcontinental Gas Pipeline Corp.	?	NTSB-PAR-75-02; HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=762 mm; s=7,9 mm; p=50,5 bar; Ursache: Spannungsrisskorrosion; Pipeline auf ca. 17 m Länge zerstört; Krater: L=36 m, B=11 m, T=2,1 m; Trümmerwurf: 91 m; verbrannte Fläche: ~213x125 m; 1957 erbaut					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
13.08.1974	7	Hutchinson, Kansas, USA	Mid America Pipeline System	~119 t	NTSB-PAR-74-6; Report on a second study of Pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=219 mm; s=4 mm; p _B =104,8 bar; Ursache: Pumpen gegen geschlossenes Ventil, keine Verletzten					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
17.01.1975	1	Lima, Ohio, USA	Mid Valley Pipeline Company	370 m³ (HSE)	NTSB-PAR-76-03; HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=508 mm; s=? ; p=36,7– 87,2 bar; Ursache: Überdruck (gegen geschlossenes Ventil gepumpt); Zündung nach ca. 10 min; verbrannte Fläche: 30x12 m; Gebäude und Stromleitungen zerstört, Flammenhöhe ca. 30 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
12.05.1975	5	Devers, Texas, USA	Dow Chemical U.S.A.	2.274 m³ (HSE2002) 800 t (HSE1984)	NTSB-PAR-76-05; HSE Research Report 036, 2002; HSE: Advisory Committee on Major Hazards, London 1984
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=219 mm; s=5,6 mm; p=100 bar; Erdüberdeckung ca. 0,9 m; Ursache: Beschädigung bei früheren Grabungsarbeiten; Riss 1,8 m lang; Krater: L=3 m, B=3 m, T=1,5 m; Zündung der Gaswolke nach ca. 7 min durch vorbeifahrenden PKW (US Highway 90); verbrannte Fläche 305x244 m; Flammenlänge 30-60 m; 4 T					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
02.08.1975	5	Romulus, Michigan, USA	Sun Pipeline Company	380 m³	NTSB-PAR-76-07; HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=219 mm; s=7 mm; p=77,3 bar; coated and wrapped, cathodically protected; Ursache: Vorschädigung durch excavation damage (Bruchstelle in ca. 15 m Entfernung von einer Straße), Korrosion und Druckstöße; Riss 610 mm lang und 25 mm breit-äquivalente Leckgröße ~140 mm Durchm.: Krater: L=3,7 m, B=3,7 m, T=2,1 m; verbrannte Fläche r=90 m; Flammenlänge: 150 m; 7 Häuser in r ~45 m zerstört, in 90 m beschädigt					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
16.06.1976	1A	Los Angeles, California, USA	Standard Oil Company of California (SOCAL)	?	NTSB-PAR-76-08
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=219 mm, s=5,6 mm, p=38,8 bar; somastic coating, cathodically protected; Pipeline (1968 gebaut) beschädigt bei Straßenbauarbeiten (Erweiterung auf 6 Fahrspuren); Leck: 64x127 mm; nach 90 s Entzündung (LKW), 9 T, 14 V, 16 Gebäude zerstört, 16 Fahrzeuge; verbrannte Fläche: 100x70 m; Zitat: „Although the pipeline was known to exist, its precise depth and location were not known by the pipeline operator, the construction contractor, the subcontractor, or the California Department of Transportation“, durch die Strahlungswärme sind Strom-und Telefonleitungen geschmolzen					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
09.08.1976	6	Cartwright, Louisiana, USA	United Gas Pipeline Company	?	NTSB-PAR-77-01;
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
gebaut 1949; d=508 mm; s=6,35 mm; p=54,1 bar; ca. 0,9 m Überdeckung; Kein coating; Ursache: Beschädigung durch Planierdraupe bei Wartungsarbeiten an einer Straße, Fahrer ist mehrmals über Pipeline gefahren ohne diese als solche zu erkennen, als er den Gasaustritt bemerkte rannte er weg ohne den Motor abzustellen; Zündung unmittelbar nach Austritt; Krater: L=13,7 m, B=7,6 m,T=3,1 m; Flammenausdehnung: L=30-45 m horizontal (infolge Ablenkung), H=60 m; verbrannte Fläche: r=120 m; 1,2 ha Wald verbrannt und 3,6 ha Grasland; 6 T in 30 m Entfernung, 1 V;					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
08.07.1977	1	Fairbanks, Alaska, USA	Alyeska Pipeline Service Company	48 m³	NTSB-PAR-78-02; HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=1220 mm; s=?; p=16,5 bar; Verbrannte Fläche: L=380 m, B=250 m; Ursache: Bedienungsfehler in Pumpstation; 1 T, 5 LV					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
20.07.1977	5	Ruff Creek, Pennsylvania, USA	Consolidated Gas Supply Corporation	286 m³	NTSB-PAR-78-01; HSE Research Report 036, 2002 Internet: University of Newcastle upon Tyne
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
1944 gebaut, ohne coating und kath. K.schutz; d=324 mm; s=7 mm; p=31,6 bar; Ursache: Spannungsrisskorrosion im Bereich von Setzungen des umgebenden Erdreichs; Überdeckung: ~0,9 m; Riss 250 mm lang und 3-6 mm breit (~38 mm äquivalenter Durchmesser); Zündung nach 1,5 h durch vorbeifahrenden Truck (2 T); verbrannte Fläche: r=45 m und Feuerfahne 1200 m lang und 90 m breit talabwärts; Flammenhöhe von beginnend 30 m bis 2,5 m nach ca. 12 h.; Bruchstelle in unmittelbarer Nähe einer Straße					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
25.05.1978	1	Ahvazin, Iran	Pipeline No. 126	95.240 t	Internet: Dagmar Schmidt-Etkin; Oil Spill Intelligence Report 1999, International Oil Spill Conference
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
12.06.1978	6	Kansas City, Missouri, USA	The Gas Service Company Inc.	?	NTSB-PAR-78-5; Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1930; d=254 mm; s=5,5 mm; p=9,1 bar; Länge ca. 3,8 km; Überdeckung~ 0,7 m; Umhüllung mit Teerbinden, kathodischer K.-Schutz nachgerüstet; Ursache: Beschädigung bei Bodenaushub für Abwasserkanal, Riss 127 mm lang; kein Krater; Ausströmzeit bis Zündung: 1 h 45 min; Zündung erfolgte erst bei Versuch, das Leck abzudichten, wahrscheinlich beim Abkratzen des Lehms; Personal nicht geschult, 2 SV, Feuerwehr kam nicht dichter als 4,5 m an die Leckstelle heran					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
04.08.1978	5	Donnellson, Iowa, USA	Mid-America Pipeline System	596 m³ ~300 t	NTSB-PAR-79-01; HSE Research Report 036, 2002; HSE: SPC/TECH/GEN/26; HSE: Advisory Committee on Major Hazards, London 1984
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=219 mm; s=4 mm; p=89 bar; 1,2 m Erdüberdeckung; coated, wrapped and cathodically protected; Ursache: beim Absenken der Röhre, 3 Monate zuvor, wurde Rohr eingedrückt, Spannungsbruch?; Ort: unmittelbar neben einer Straße; Rohr auf 838 mm Länge aufgerissen, 3 T, 2 V; Flammenlänge: 120 m; Farmgebäude zerstört; verbrannte Fläche: 304.00 m²					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
19.10.1978	1	?, Türkei	Mardin-Pipeline	36.400 t	Internet: Dagmar Schmidt-Etkin; Oil Spill Intelligence Report 1999, International Oil Spill Conference
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
30.01.1980	4	Bayamaon, Puerto Rico	Shell Oil Company	235 t	NTSB/SIR-96/02; HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=219 mm, s=5,6 mm, p=20 bar; Überdeckung 0,9 mm; coated wrapped and cathodically protect; bei Baggerarbeiten aufgerissen, Zündung nach 1,5 h; 1 T, 25 Häuser beschädigt, exakte Lage der Pipeline war unbekannt, Baggerarbeiten wurden nicht überwacht; verbrannte Fläche: L=3.000 m, B=18 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
06.03.1980	4	Manassas & Locust Grove, Virginia, USA	Colonial Pipeline Company	Manassas: 915 t Locust Grove: 250 t	NTSB-PAR-81-2
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1963; d=813 mm; s=7,1 mm; p=64,4 bar; kath. K.-schutz; Manassas: p _B =48,4 bar; Ursache: Battelle Institute Columbus/Ohio stellte Korrosion in Schutzrohr unterhalb einer Straßendurchführung fest, und zwar in 6-Uhr-Position, zwischen der 813 mm-Pipeline und dem 1016-mm-Schutzrohr; hier hatte sich Grundwasser angesammelt, der kath. K.-schutz war wirkungslos; das Kerosin ist in den Bull Run River geflossen (Trinkwasserreservoir); Fischsterben. Locust Grove: p _B =46,2 bar; als Ursache wird Beanspruchung des Rohrabschnittes beim Transport der Rohrsektion per Bahn vermutet, Kerosin in Rapidan River geflossen, ebenfalls Trinkwasserreservoir, Governor of Virginia rief Notstand aus! Kosten: > \$1 Million					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
01.12.1980	1A	Long Beach, California, USA	Four Corners Pipe Line Company	?	NTSB/SIR-96/02
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=273 mm; s=8,7 mm; p=69,6 bar; Ursache: Innenkorrosion, Überdruck durch Pumpen gegen geschlossene Ventile; Leck: 120/150x76 mm; Krater: L=1,2 m, B=0,9 m, T=0,9 m; Mangelhafte Übersicht über Betriebszustände, durch den Druck wurde Krater in Bürgersteig/Fahrbahn gerissen, 6 m hohe Kaskade, Produkt floss in Rinnstein, Zündung, Flammenhöhe: 18-21 m; 5 V, 24 Häuser auf 170x80 m Fläche zerstört + 11 Fahrzeuge					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
27.09.1981	5	Ackerly, Texas, USA	The Chaparral Pipeline Ltd.	2027 m³	HSE Research Report 036, 2002; NTSB-PAR-82-02
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=324 mm; s=6,35 mm; p=77,3 bar; Überdeckung ca. 1,0 m; Ursache: angebohrt; Rohr über 4,9 m aufgerissen; Zündung sofort; verbrannte Fläche 240.600 m² (Baumwollfelder); 4 T					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
01.10.1982	6	Pine Bluff, Arkansas, USA	Mississippi River Transmission Corporation	624 m³	NTSB-PAR-83/03; HSE Research Report 294, 2000
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
gebaut 1929; d=560 mm; s=12 mm ; p _B =19 bar, Ursache: unter einer Straße musste eine Durchführung erneuert werden da sich das Schutzrohr im Laufe der Zeit auf die Leitung gesetzt hatte und dadurch Korrosionsschäden entstehen können, dazu wurde die Leitung aufgetrennt und mit Stahlplatten dicht geschweißt, zuvor wurden Ventile geschlossen, und dieser Leitungsabschnitt gasfrei gemacht, ein Ventil war jedoch undicht, so dass sich in der Leitung über 19 Stunden wieder Gas ansammelte, Druckanstieg auf ca. 19 bar – dadurch Abdrücken der Endkappe; flash-fire, 7 LV; Grasfeuer					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
04.11.1982	6	Hudson, Iowa, USA	Northern Natural Gas Company	1.324 m³	NTSB-PAR-83-02; Internet: Mark J.Stephens: A Model for Sizing High Consequence Areas Associated with Natural Gas Pipelines; Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=508 mm; s=7,1 mm, p=57,7 bar; coated wrapped and cathodically protected; Überdeckung 0,9 m; Ursache: excavation damage durch Grabenzieher; keine genauen Karten über Verlauf der Pipeline, keine Probegrabungen; Krater: L=19,5 m, B=15 m; T=2,75 m; Zündung sofort; 5 T (Abstand zwischen 42 und 52 m) infolge Wärmestrahlung, 1 Person wurde nicht gefunden (Abstand ca.10 m von Leckstelle) verbrannte Fläche: r=62 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
15.03.1983	5	West Odessa, Texas, USA	Mid-America Pipeline System	?	NTSB-PAR-84-01; HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=203/219 mm; s=4,8 mm; p=75,6 bar; Überdeckung: 0,4 m; Ursache: angebohrt; Zündung nach ca. 1 min; verbrannte Fläche: 16.000 m² (r~72 m); Flammenhöhe ca. 168 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
Jan. 1984	?	Dickinson Bayou, Texas, USA	?	22 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben; Unterwasser-Pipeline					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
25.02.1984	4	Vila Socó, Cubatao, Sao Paulo, Brazil	Petrobras	490 t	www.epa.gov/oilspill/pdfs
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=457; Feuer brannte 10 Stunden, Leck soll schon zwei Stunden vor Feuerausbruch bemerkt worden sein, einige Anwohner haben Benzin aufgefangen; Feuer vernichtete 100.000 m² Wohnfläche, fast 75% der Ortschaft, 67 T, > 200 V wahrscheinlich oberirdische Pipeline (durch Anwohner angezapft?)					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
25.03.1984	6	Erlangen-Eltersdorf, Germany	Ruhrgas AG	1.000.000 m³	HSE Research Report 036, 2002; Einsatzbericht Feuerwehr (http://feuerwehr-erlangen.de)
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=700 mm; s=7 mm (?); p=67,5 bar; Pipeline auf 10 m Länge zerstört, Krater: 30 m Durchmesser und 6 m Tiefe; Flammenhöhe: ~100 m; verbrannte Fläche: 125.000 m² (r=200 m), Wärmestrahlung bis in 350 m Entfernung spürbar; eine im Abstand von 5 m parallel verlaufende Leitung (d=1200 mm) wurde nicht beschädigt, aber durch die Explosion freigelegt, eine querende Freileitung (20 KV) wurde durch den Explosionsdruck zerrissen.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
25.11.1984	6	Jackson, Louisiana,USA	?	?	Internet: Mark J.Stephens: A Model for Sizing High Consequence Areas Associated with Natural Gas Pipelines; HSE Research Report 036, 2002; Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=762 mm; s=7,9 mm (geschätzt); p=71,4 bar; Ursache: Excavation damage; Krater: L=27,5 m, B=7,6 m, T=3,0 m; sofortige Zündung; verbrannte Fläche: 442x110 m (290 m north, 152 m south, 55 m east and west); 5 T (in 20 m Entfernung); 23 V (zwischen 55 bis 244 m)					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
10.03.1985	6	Ignace, Ontario, Canada	TransCanada Pipelines Ltd.	?	Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=914 mm; s=9,14 mm; p=66,5 bar; coating: asbestos felt wrap, cathodically protected; Krater 17x17 m, 3 m tief; verbrannte Fläche: 23.000 m²					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
27.04.1985	6	Beaumont, Kentucky, USA	Texas Eastern Gas Pipeline Company	3.283 m³	NTSB-PAR-87-01; HSE Research Report 036, 2002; Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=762 mm; s=11,9 mm; p=69,7 bar; Ursache: Korrosion innerhalb eines Schutzrohres (Straßenunterführung Highway 90); 9 m Pipeline zerstört, Krater: L=27,5 m, B=11,6 m, T=3,7 m; verbrannte Fläche: 213x152 m; 5 T (~100 m Entfernung), 3 V					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
19.06.1985	4	Addison, Texas, USA	Explorer Pipeline Company	?	Engineering Analysis of Olympic Pipe Line Company's Safety and Risk Mitigation Features for Application No. 96-1 Cross Cascade Pipeline Project, February 8, 1999, Locust Grove, Virginia 20508
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=304,8 mm; p=38 bar, 1,8 m Erdüberdeckung, excavation damage durch Bagger obwohl Lage der Pipeline allen bekannt war und bei Schachtarbeiten sichtbar wurde, der Bagger berührte die Leitung 3 mal, beim 4. mal wurde ein 75x178 mm großes Leck verursacht. Feuer über 5 h bis Leitung isoliert, 1 V, 1 Hausfront durch Feuer beschädigt; Glasbruch; Sachschaden ca. \$300.000					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
23.07.1985	4	Kaycee, Wyoming, USA	Continental Pipe Line Company	123 t	Report: NTSB/PAR-86/01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
1963 gebaut; d=219 mm; s=5,6 – 4 mm („telescoped“), an der Bruchstelle s=4,8 mm; p=69 bar; während der Arbeiten erfolgte Druckabsenkung auf ca. 30 bar; es wurde ein Arbeitsgraben ausgehoben, so dass die Leitung freigelegt und zur Reinigung und Neuisolierung angehoben werden konnte, dabei brach eine Umfangsnaht; durch Aerosolbildung erfolgte die Zündung sofort, dadurch entstand ein Riss von ca. 760 mm Länge und 300 mm Breite; der Graben füllte sich auf ca. 122 m Länge mit Kerosin, 35 min nach Leakage Pipeline geschlossen; Kerosin brannte ca. 11 h; in Kontrollwarte wurde das Leck zunächst nicht bemerkt; 1 T (ca. 6,5 m entfernt von der Bruchstelle), 2 SV (Verbrennungen; ca. 10 m von der Bruchstelle entfernt) 4 V (Entfernung nicht angegeben); Schaden: \$128.000 (Arbeitsmaschinen); ca. 129 m Leitung wurden vollständig erneuert; Das NTSB ermittelte als Versagensgrund dass die Schweißnähte schon 1963 nicht standardgemäß ausgeführt worden sind und dass die Arbeiten an der Pipeline unter vollem Betrieb der Leitung stattfanden.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
20.08.1985	6	Lowther, Ontario, Canada	TransCanada Pipelines Ltd.	?	HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=914 mm; s=9,14 mm; p=67,9 bar; Coating: polyethylene tape and kraft paper, cathodically protected; Ursache wahrscheinlich Spannungsrisskorrosion; Rohr auf 9,4 m Länge aufgerissen; Krater: L=28 m, B=?, T=4,9 m; Trümmerwurf: 320 m; verbrannte Fläche: r=125 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
13.02.1986	2	Huron River, 10 mils upstream Lake Erie, OH, USA	Buckeye Pipeline 1	1.160 t	http://incidentnews.gov/6332
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
21.02.1986	6	Lancaster, Kentucky, USA	Texas Eastern Pipeline Company	?	NTSB-PAR-87-01; HSE Research Report 036, 2002; Internet: Mark J.Stephens: A Model for Sizing High Consequence Areas Associated with Natural Gas Pipelines
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=762 mm; s=9,5 mm; p=69,4 bar; Ursache: Korrosion; 146 m Pipeline zerstört; Krater: L=152 m, B=9,1 m, T=1,8 m; verbrannte Fläche: ~324x335 m; 8 V mit Verbrennungen in Entfernung zwischen 85 und 160 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
02.03.1986	6	Callander, Ontario, Canada	?	?	Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
D=914 mm; s=9,14 mm; p=62,6 bar; coating; polyethylene tape & kraft paper, cathodic protected; Ursache ungeklärt; Krater: L=31 m; B ?, T~4 m; Trümmerwurf bis 185 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
08.07.1986	4	Moundsview, Minnesota, USA	Williams Pipe Line Company	90 t (NTSB) 114 m³ (HSE)	NTSB/SIR-96/02; HSE Research Report 036, 2002; Engineering Analysis of Olympic Pipe Line Company's Safety and Risk Mitigation, Batten & Associates, Inc., Locust Grove 1999
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=203 mm, s=? ; p=89 bar; gebaut 1957/58; Ursache: Korrosion (kein k. K.-schutz) und ca. 2 m langer Riss in einer Längsschweißnaht, Vermutung, dass diese Naht nicht richtig durchgeschweißt wurde; Pipeline 5 min nach Leck geschlossen, 20 min nach Austritt Zündung der Wolke durch vorbeifahrendes Auto, 2 T, 3 V, 25 Häuser zerstört, verbrannte Fläche: 31x365 m;					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
27.08.1986	1	Florida, Everglades	Sunniland Pipeline Company	20 t	http://incidentnews.gov/6406
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
04.05.1987	1	Aspropyrgos Refinery, Greece	Aspropyrgos Refinery	500 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Beim Anlegen des Tankers „Rabigh Bay III“ mehrere Pipelines zerrissen					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
11.06.1987	4	Centerville, Virginia, USA	Colonial Pipeline Company	40 t	NTSB/SIR-96/02
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=813 mm; p=13 bar, 1 m Erdüberdeckung, Excavation damage durch Caterpillar "rock ripper" bei Straßenbauarbeiten in einem neuen Siedlungsgebiet, kein Feuer, nach 6 min Sektion abgesperrt, nach einer Stunde kaum noch Ausfluss aus dem 10x10 cm großen Loch, gutes Management vor Ort: sofort alle Maschinen abgestellt, Feuerwehr mit Schaumteppich, Ursache: Tiefbau hätte in diesem Gebiet nicht mit diesem Equipment arbeiten dürfen, Pipeline-Betreiber nicht informiert, 13 V, Umweltschäden, Sachschaden \$1.000.000					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
25.05.1989	4 2	San Bernardino, California, USA	CalNev Pipe Line Company	~ 1.000 t	NTSB RAR-90-02
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=356 mm, s=7,9 mm; p=110 bar; Bruch am Ort einer Zugentgleisung am 12.05.1989, Überdeckung ca. 2 m; nach Entgleisung Unversehrtheit der Pipeline nur oberflächlich geprüft, 2 T,3 SV,16 LV,11 Häuser zerstört und 6 beschädigt, 21 Autos; Schaden: \$1.860.000, NTSB bemängelte u.a. zu sorglose bzw. unbedachte Flächenplanung, Flammen ca. 20 m hoch, Zerstörung der Häuser bis in 150 m Entfernung					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
July 1989	1	Pembina County, North Dakota, USA		4.700 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
"....some of the worst of petroleum spills..."					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
02.01.1990	3	Arthur Kill Waterway, NY, USA	Exxon	1.837 t	yosemite.epa.gov/ee/epa/
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Unterwasser-Pipeline, d=305 mm; Leckstelle südlich der Goethals Bridge, Riss ca. 1,5 m lang;					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
13.03.1990	5	North Blenheim, New York, USA	Texas Eastern Products Pipeline Company (TEPPCO)	380 m³	NTSB/PAR-91/01; HSE Research Report 036, 2002;
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=219 mm; s=9,5 mm; p=47,9 bar; Überdeckung: 2,4 m (unterhalb einer Straße); coating: Bitumenbinde; Ursache: Leitung vorgeschädigt durch Spannungsrisskorrosion, bei unsachgemäß ausgeführten Reparaturarbeiten (Anheben der Leitung) kam es zum Bruch; Zündung ca. 10 Minuten nach Leckage; Flammenhöhe ~20 m; 2 T, 7 V; damage: \$4 Million; → 21 ha Wald verbrannt					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
30.03.1990	4	near Freeport, Pennsylvania, USA	Buckeye Pipe Line Company, Line 703	165 t	NTSB/SIR-96/02; http://incidentnews.gov/ incident/6744
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=254 mm, Beanspruchung durch Erdbeben, Produkt in ein Gewässer (Allegheny River) gelaufen, Kosten: \$12 Million; NTSB rügte Betreiber, dass dieser zu lange brauchte (über 7 h), um die Leckage zu lokalisieren, Umweltschäden \$14.000.000, wirtschaftliche Verluste infolge Unterbrechung der Schifffahrt nicht quantifizierbar					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
06.06.1990	6	Marionville, Ontario, Canada	?	1.070.000 m³	Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=324 mm; s=6,4 mm; p=47 bar; Überdeckung: 1,2 m; Isolierung: „Primer and Dearborn 240 asphalt enamel+kraft paper“; Leck: 80 mm²; Krater: L=4,6 m, B=1,5 m, T=1,7 m; keine Entzündung; Ursache: excavation damage durch Kabelleger					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
09.01.1991	5	Broadview, Saskatchewan, Canada	?	791 m³	TSB P91HO109 (noch nicht freigegeben); Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=168,3 mm; s=4,78 mm; p=73,96 bar; Bruchnaht 250 mm lang (Schweißnaht); Ursache unbekannt, kontrolliertes Abfackeln über 22 h, Flammendurchmesser ca. 6 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
15.01.1991	6	Cochrane, Ontario, Canada	?	1.220.000 m³	Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=762 mm; s=9,53 mm; p=63,1 bar; Ursache: Spannungsrisskorrosion; keine Zündung; Länge des Risses 25,5 m; Krater: L=49 m, B=33 m, T=5 m;					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
03.03.1991	1	Grand Rapids, Minnesota, USA	Lakehead Pipeline Company	5.780 t	http://incidentnews.gov/ incident/6793 ; http://query.nytimes.com
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=864 mm; einer der größten Pipelinespills (1/6 Exxon Valdez); 300 Personen mussten vorübergehend evakuiert werden, Leck wurde erst nach ca. 1 Stunde bemerkt					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
08.12.1991	6	Cardinal, Ontario, Canada	?	3.128.000 m³	Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=508 mm; s=6,4 mm; p=63,4 bar; coating: „Primer + Dearborn 240 coal tar enamel-bituminous enamel, glass fibre inner wrap, enamel-impregnated glass fibre“; Ursache: Spannungsrisskorrosion; Rohr auf einer Länge von 25,7 m aufgerissen (?) → Krater: L=17,8 m, B=9 m, T=2,7 m; Trümmerwurf (Pipelinefragmente): 20 m; keine Entzündung;					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
19.12.1991	2	Simpsonville; Fountain Inn, South Carolina, USA	Colonial Pipeline Company „Colonial Line 2“	1.750 t	NTSB Accident Brief No. DCA92FP001; NTSB/SIR-96/02
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=914 mm; s=7,1 mm; p=29,2 bar; Asphalt-coating; bemerkt durch starken Druckabfall, Leckstelle nach ca. 4 h entdeckt; Ursache: durch Baggerarbeiten auf dem Gelände eines Golfclubs am 1. Juli 1991 wurde die Leitung über eine Länge von ca. 1,2 m deformiert, weder der Golfclub-Besitzer noch die Tiefbaufirma informierten den Pipeline-Betreiber, obwohl dies ausdrücklich vereinbart war					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
13.01.1992	4	Renner, South Dakota, USA	Williams Pipeline Company (WPL)	> 600 t	Engineering Analysis of Olympic Pipe Line Company's Safety and Risk Mitigation Features for Application No. 96-1 Cross Cascade Pipeline Project, February 8, 1999, Locust Grove, Virginia 20508
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=203 mm, Haarriss, wahrscheinlich durch fehlerhafte Schweißnaht, entdeckt durch einen Farmer, der seine Felder inspizierte. Man vermutet, dass die Leckage am 1.7.91 begann, Leckage wurde aus der Luft nicht erkannt, nachfolgende Inspektionen ergaben weitere 15 Verdachtsstellen, Installation von Kohlenwasserstoffdetektoren im Erdreich					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
15.07.1992	6	Potter, Ontario, Canada	TransCanada Pipelines Limited	3.500.000 m³	HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=914 mm; s=9,14 mm; p=69 bar; Ursache: Spannungsrisskorrosion; Überdeckung: 0,9 m; Rohr auf 46,8 m aufgerissen; Krater: L=56 m, B=13,6 m, T=4,5 m; Trümmerwurf (Rohrfragmente) bis zu 250 m; verbrannte Fläche: 300x200 m; darüber hinaus 162.000 m² Wald verbrannt; Gebäude in 1000 m Entfernung beschädigt; Strahlungswärme über 3000 m spürbar;					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
03.08.1992	1	Avila Beach, San Luis Obispo County, California, USA	Unocal	80 t	www.dfg.ca.gov/ospr/ ; http://incidentnews.gov/6893
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Leck 250x120 mm, crude oil in Pacific geflossen, Reinigungsarbeiten dauerten 3 Wochen, Kosten: \$11 Million					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
28.03.1993	2	Sugarland Run Creek, Reston, Virginia, USA	Colonial Pipeline Company „Colonial Line 3“	1.300 t	NTSB/SIR-96/02
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=914 mm, s=?, p=33 bar; Riss ca. 1,5 m lang; die beschädigte Stelle wies viele Beulen auf, metallografische Untersuchungen ergaben Spuren von Chrom und Silizium, d.h. Hinweis, dass die Leitung durch Baggararbeiten beschädigt wurde, in den letzten 6 Jahren gab es in diesem Abschnitt über 200 Bauaktivitäten mit Erdarbeiten, der Verursacher konnte nicht mehr festgestellt werden, Leckage dauerte 1 h und 32 min,					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
27.08.1993	1	zwischen Weißenfels und Bad Dürrenberg, direkt unter Autobahn A9, Sachsen-Anhalt, Deutschland		100 t	Internet: WWF Deutschland 10/03
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
25.12.1993	1	Ventura County, McGrath Lake	Berry Petroleum Pipeline	305 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
28.09.1993	6	Las Tejerias, Venezuela	?	?	Journal of Loss Prevention, January 2006, p.24-31; http://query.nytimes.com
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=508 mm; Gaspipeline explodiert 5 m neben Highway; Ursache: excavation damage, zu diesem Zeitpunkt wurden an diesem Ort Glasfaserleitungen verlegt, Bus und Autos verbrannt, 50 T, 40 V (andere Quelle gibt 36 T an) ; LKW-Fahrer erlitt Verbrennungen 3. Grades in ca. 180 m Entfernung, Windschutzscheibe des LKW war geplatzt					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
01.01.1994	2	Contra Costa County	Shell	192 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
17.01.1994	1	Santa Clarita, CA	ARCO Pipe Line Company (APL)	650 t	http://incidentnews.gov/incident/6980
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Erdbeben (Northridge Earthquake; Magnitude 6,8) verursachte Pipelinebrüche an 8 verschiedenen Stellen; die größte Stofffreisetzung (crude oil) erfolgte an der Newhall Pump Station, in der Nähe der Ortschaft St.Clarita; ca. 40 ha Wald-und Grasland wurden kontaminiert, zusätzlich noch 60 ha Flusslandschaft.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
15.02.1994	6	Maple Creek, Saskatchewan, Canada	Foothills Pipe Lines (Sask.)Ltd.	10.267.000 m³	TSB P94H0003
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1982; d=1067 mm; s=12 mm, p=83,2 bar, Erdüberdeckung 1,5 m; Ursache: Dehnungsbruch, Eindringen von atomaren Wasserstoff, Ablösung der Isolierung; Krater 22 m lang, Flammenhöhe 125 m; 85.000 m² Land verbrannt, r~165 m;					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
23.03.1994	6	Edison, New Jersey, USA	Texas Eastern Transmission Corporation (TETCO)	8.100.000 m³	NTSB-PAR-95-01; HSE Research Report 036, 2002; Report on a second study of pipeline accidents, HSE, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=914 mm; s=17,1 mm, p=68,2 bar; Überdeckung 3,7 m; Ursache: wahrscheinlich äußere Beschädigung durch Bagger um 1986, einige Minuten nach Leckage Entzündung, Leitung auf 23 m Länge zerstört; Krater: L=43 m, B=20 m, T=4,3 m; verbrannte Fläche: 270x425 m; Flammenhöhe 120 bis 155 m; Strahlungswärme entzündete Dächer in Wohnsiedlung in ca. 100 m Entfernung; Trümmerwurf (Pipeline fragments) über ~250 m; 8 Häuser ausgebrannt, 128 Wohnungen zerstört, 1500 Personen evakuiert, keine T, 58 V; Pipeline verlief parallel zu einer Eisenbahnlinie					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
10.05.1994	5	Regina, Saskatchewan, Canada	Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	453 m³ Propan und 3.063 m³ Ethan	TSB P94H0018; HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=323,9 mm; s=12,7 mm; p=81,4 bar; Ausgangspunkt dieser Leckage war ein Versagen einer Hochdruckpumpe (103 bar) des engl. Herstellers Kontro. Diese Pumpen werden benutzt, um bei laufendem Betrieb Proben zu nehmen, diese hinsichtlich ihrer Dichte zu analysieren und dann wieder dem Leitungssystem zuzuführen. Sie arbeiten mit einer Magnetkupplung und haben eine Leistung von ca. 33 Liter/min bei einer Förderhöhe von 3 m. Die Lager bestehen aus einer Graphitkomposition und werden durch das Medium gekühlt. Die Pumpe war seit 1979 im Einsatz. Nach Herstellerangabe sind zwischen 800 – 1200 Betriebsstunden die Lager zu inspizieren. Diese Anweisung wurde durch den Betreiber ignoriert					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
23.07.1994	6	Latchford, Ontario, Canada	TransCanada PipeLines Limited (TCPL)	4.217.200 m³	TSB P94H0036
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1972; d=914 mm; s=9,14 mm; p=69 bar, 0,9 m Erdüberdeckung; Ursache: Außenkorrosion, initiiert durch Steine, die sich durch die Isolierung gedrückt haben; Schadensbild: 47.700 m² Wald verbrannt, weitere 27.500 m² durch Wärmestrahlung; Trümmerflug und Gesteinsversprengungen bis 350 m; 20 m langes Rohrstück aus der Leitung herausgesprengt, Krater 36 m lang, 16 m breit und 2-4 m tief, Trümmerflug auf vorbeifahrenden Highway (350 m), Waldbrand; Bemerkungen: Die Nachbarleitungen wurden nicht beschädigt. Die Leitungen sind in einem felsigen Boden verlegt worden. Zu dieser Zeit war die Asphaltbindenisolierung „Stand der Technik“, obwohl man schon wusste, dass diese eine geringe Haftfestigkeit hat, die mechanische Festigkeit sich mit der Zeit auch verschlechtert, sowie die Wasserdurchlässigkeit zu wünschen lässt, vor allen Dingen bei Reparaturarbeiten/Anschlüssen. Erste Zeichen für kommende Probleme wurden 1980 anlässlich einer Innenrevision festgestellt (dazu keine Ausführungen im report), einzelne Reparaturen folgten. 1986 und 1987 folgten weitere Inspektionen, 5 Stellen wurden ausgebessert. Begehung der Trasse mit Handgasspürgeräten am 13.7., letzter Hubschrauberüberflug am 21.7. – jeweils ohne Befund. Im Report wird bemerkt, dass die feuchte Umgebung und das Grundwasser eine erhöhte Sauerstoffkonzentration bewirkt hat, dadurch wurde der Korrosionsprozess beschleunigt. Die Lage der geschädigten Bereiche unterstützt diese Vermutung.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
28.07.1994	6	Cideville, Normandy, France	?	?	HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=457 mm; s=5,2 mm; p=45 bar; Erdüberdeckung: 1,2 m; Ursache: Blitzeinschlag, verbrannte Fläche: im Radius von 30 bis 50 m; Lecks: 4x13 mm; 3x2 mm und 1 mm Durchmesser					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
03.10.1994	1	Near St. Leon, Manitoba, Canada	Interprovincial Pipe Line Inc. (IP)	4.000 m³ 2.860 retour	TSB P 94H0048
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=864 mm; Für Wartungsarbeiten wurde Ventil geschlossen und anschließend vergessen wieder zu öffnen, dadurch Druckerhöhung auf 115% (~ 80 bar); an einer durch Korrosion vorgeschädigten Stelle					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
08.10.1994	?	Portland, Texas, USA	?	300 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
19.10.1994 - 20.10.1994	1,4, 5,6	San Jacinto River, near Houston, Texas, USA	Exxon Pipeline Comp.; Colonial; Valero und Texaco	~ 5.000 t	NTSB/SIR-96/04
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Starke Regenfälle zwischen dem 14. und 21. Oktober (30 – 50 cm) ließen Fluss stark anschwellen; Flutwelle lockerte ungesicherte, unüberdeckte Pipelines, diesen brachen aufgrund der Verformung; insgesamt brachen 8 Leitungen, 3 waren außer Betrieb, 29 restliche wurden beschädigt/im Fundament beschädigt. 19.10: d=203 mm, LPG; Exxon 20.10: d=1016 mm; Gasoline; Colonial 20.10: d=914 mm; Gasoline, Colonial 20.10. d=305 mm; Natural Gas, Valero 20.10: d=508 mm; Drude oil; Texaco Sehr hoher Sachschaden durch Feuer					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
25.10.1994	1	Komi Region, Nordsibirien, Russia	Komineft, Usinsk- Kharyaga-Pipeline	104.420 t	Internet: WWF Deutschland, 10/2003; SINTEF Report STF22 F96225
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Informationen, Damm zur Eindämmung des Öl-Sees im Oktober gebrochen, Gleichgültigkeit?, Mangel an Technik?					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
11.03.1995	1	Arroyo Passejero	Chevron	820 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
27.04.1995	6	Ukhta, northern Taiga region, Russia	Kominyeft (?)	3.000 t	www.russianmentor.net
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
22.07.1995	1	Delaware River, nr. Westville, New Yersey, USA	?	190 t	Internet: Report on the Implementation of the Oil Pollution Act of 1990, U.S. Department of Homeland Security, USCG
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Übergabeleitung zwischen Tanker und Landanlage gerissen infolge plötzlichen Abdriftens des Tankers infolge Sturm					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
29.07.1995	6	Rapid City, Manitoba, Canada	TransCanada PipeLines Limited (TCPL)	19.600.000 m³	TSB P95H0036
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1968, d=914 / 1067 mm; s=8,74 / 9,42 mm; p=61 bar; Überdeckung 4 m; Dehnungsbruch infolge Spannungsrisskorrosion; Schadensbild: Krater 51 m lang, 23 m breit und 5 m tief, Trümmerflug über 90 m (4 Teile); 196.200 m² Vegetation durch Feuer verbrannt, 800.000 m² durch Strahlung. Ein Gebäude (Kompressorstation) und nicht näher benannte Objekte sind im Radius von 200 m durch die Strahlungswärme stark beschädigt worden. Die letzte Hubschrauberpatrouille am Nachmittag des 28.7.95 gab kein Indiz auf mögliches Leitungsversagen. Es wird im Bericht bemängelt, dass es außergewöhnlich lange dauerte, das beschädigte System auszublocken, wahrscheinlich auf Grund von schaltungstechnischen Besonderheiten, die eine gewisse Reihenfolge erforderte. Erst durch die Gesamtabstaltung in der Regionalwarte konnten die Ventile im Bereich der Leckstellen zugefahren werden. Das Versagen der Leitung 100-3 wird auch darauf zurückgeführt, dass die Auskopplung der Leitung 100-4 zu lange gedauert hat. Es wird weiterhin ausgesagt, dass es in Kanada keine verbindlichen Normen für Abstände parallel geführter Leitungen gibt. Die Station 30 hatte zum Unglücksort einen Abstand von ca. 200 m. Dieser Abstand war scheinbar zu gering, denn einige Einrichtungen wurden durch Feuer und Strahlungswärme beschädigt, so dass auch letztlich der Not-Aus nicht betätigt werden konnte. Durch die Hektik und die Geräuschkulisse des austretenden Gases, verbunden mit dem Feuer, war der Operator vor Ort total überfordert. Zur Isolierung: Die Asphalt-Binden-Isolierung als auch die Polyethylen-Isolierung verursachen unter bestimmten Umweltbedingungen ein Versagen bzw. einen verminderten Wirkungsgrad des kathodischen Korrosionsschutzes. Durch Altern treten Ablösungen auf, die eine Veränderung des Potentialausgleichs zur Folge haben. Das Wirken von bestimmten Bodenbakterien wird erwähnt, ohne dieses Phänomen jedoch erklären zu können.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
06.02.1996	6	Lugansk, Ukraine	North Caucasus- Center Main Gas Pipeline	?	www.russianmentor.net
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
?, in 150 m Entfernung 4 Häuser abgebrannt					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
Feb. 1996	2	Lookout Mountain, Tennessee, USA	Colonial Pipeline Company	200 t	www.nts.gov/speeches/
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=203 mm; Leitung penetriert durch Funkenentladung / benachbarte Starkstromleitung					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
27.02.1996	1	Glenavon, Saskatchewan, Canada	Interprovincial Pipe Line Inc.	720 t 540 t retour	TSB P96H0008
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1968; d=864 mm; s=7,14 mm; p=50 bar; Erdüberdeckung: 0,9 m; viele kleinere axial verlaufende Korrosionsstellen parallel neben der Längsschweißnaht und einhergehender Spannungsrisskorrosion; über 1,76 m aufgerissen, in der Nähe der Längsschweißnaht, Restwanddicke an einigen Stellen nur noch 2-3 mm, insgesamt werden 11,6 m Rohr ausgetauscht; Umwelt, Wasser und Boden waren gefroren, so dass keine Kontaminierung des Bodens und des Grundwassers zu befürchten war, Abtrag von Schnee und Eis; an der Leckstelle lagen 5 Leitungen parallel. Boden: schwarz-brauner Ton mit Lehmantellen, kleinen Steinen bzw. Kieseln, grobkörnigem Sand, Hinweis auf eiszeitlichen Geschiebemergel. In der Umgebung des Lecks gab es in der Vergangenheit 3 Leckagen und 61 Verdachtsstellen, die in den Jahren von 1981 bis 1995 freigelegt wurden. Es wurden z.T. Hülssen gesetzt bzw. die Isolierung erneuert. Der Hubschrauberüberflug am 20.2.96 ergab keinerlei Indizien für ein Leck. Nach der Inbetriebnahme wurde die Leitung zunächst mit vermindertem Innendruck betrieben (wie hoch nicht beschrieben) und eine innere Ultraschalluntersuchung vorgenommen.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
15.04.1996	6	St. Norbert, Manitoba, Canada (La Salle River Crossing)	TransCanada PipeLines Limited	97.800 m³	TSB P96H0012
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1962; d=864 mm; s=12,7 mm im Flußbereich, sonst 9,53 mm; p=50 bar; Überdeckung: > 1,3 m unter Flussbett, Auftriebsblockade durch 34 Betonblöcke von je 2.800 kg; Risse in der umlaufenden Schweißnaht, Einleitung von Kräften resultierend aus Bodenverwerfungen; Schäden: 1 Haus in 178 m Entfernung durch Strahlungswärme entzündet und abgebrannt; im 160-m-Radius Landschaft verwüstet, Krater 17x13,5 m, 5 m tief, Feuerball, Trümmerwurf: 1 Rohrstück (~1,2 m) in 40 m Entfernung, 2. Rohrstück (~5,2 m) auf dem Grund des Flusses im Krater; der letzte planmäßige wöchentliche Überflug am 10.4., ergab keinen Hinweis auf ein mögliches Leck. Dieses Ereignis erregte die Öffentlichkeit sehr, vor allen Dingen wegen der langen Zeitspanne, bis die Leckstelle abgesperrt werden konnte. Siehe: „Regulations do NOT make a pipeline safe“, October 10, 2000 by Arthur Caldicot					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
23.05.1996	4	nr. Gramercy, Louisiana, USA	Marathon Pipe Line Company	1.537 t	NTSB-PAB/98-01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=508 mm; s=?; p=75,4 bar; im September und Oktober 1995 wurde in einem Abstand von 9 m Aufgrabungen an einer parallel liegenden Pipeline (LaRoche) durchgeführt, dabei wurde die Marathon-Pipe durch Bagger o.ä. beschädigt; die ausführende Firma meldete weder die Grabungsarbeiten noch die Beschädigung, große Umweltschäden – ca. \$7 Million					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
26.06.1996	3	Reedy River, Fork Shoals, South Carolina, USA	Colonial Pipeline Company	3.076 t	NTSB/PAR-98/01; Colonial Pipeline Task Force, Final Report 1997
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=914 mm; s=7,1 mm; p=25,7 bar; p_g=29,1 bar; Korrosion, an Bruchstelle s=1,75 mm, Bruch 860 mm lang; Reinigungskosten: \$20,5 Million, hohe Umweltschäden; die spätere Bruchstelle wurde am 13.3.96 inspiziert – man konnte erkennen, dass die Isolierung vom Fluss schon weggespült worden war; NTSB rügte mangelhafte Wanddickenkontrolle im Bereich der Flussquerung und mangelhafte Personalschulung (Erkennen gefährlicher Situationen)					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
24.08.1996	5	Lively, Texas, USA	Koch Pipeline Company	?	NTSB/PAR-98/02SUM; HSE Research Report 036, 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=203 mm, s=4,8 mm; p=89,5 bar, Teilstück 1981 errichtet; Bruch durch Korrosion; Leck: 318 mm lang; verbrannte Fläche: 459x90 m; NTSB rügte den völlig unzureichenden kat.K.-schutz und das schlecht ausgeführte coating, welches den Korrosionsangriff noch unterstützte; es gab keine Informationen des Betreibers für die Anlieger über den Umgang mit Leckagen an der Pipeline, unzureichendes Kommunikationsnetz, die 2 T waren dadurch verursacht, weil diese einen PKW benutzten um vom Nachbargrundstück telefonisch die Betreiberfirma oder die Polizei/Feuerwehr (? –es ist dazu nichts ausgeführt) von der Leckage telefonisch in Kenntnis zu setzen. Höchstwahrscheinlich fuhren sie durch die Gaswolke; 25 Familien evakuiert					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
23.10.1996	6	Tiger Pass, channel through the Mississippi River Delta near Venice, Louisiana, USA	Tennessee Gas Pipeline Company	?	NTSB/PAR-98/01/SUM
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=305 mm; 64 bar, Unterwasserpipeline beim Setzen von Spundwänden getroffen, Feuer und Explosion, Arbeitsplattform und Schlepper zerstört,					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
05.11.1996	2	Murfreesboro, Tennessee, USA	Colonial Pipeline Company	270 t	NTSB/PAB-99-03
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=203 mm; s=4,8 mm; p=109 bar; Überdruck infolge Fehlschaltungen, mangelhaftes Pipeline-Überwachungssystem; Schaden: \$5.7 Million					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
1997	1	Offshore Santa Barbara County, CA, USA	?	152 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Unterwasserpipeline von Plattform „Irene“ zu Landanlage					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
26.02.1997	2	Norden, USA	UPRR	55 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
30.04.1997	6	Fort St. John, British Colombia, Canada	Westcoast Energy Inc. (WEI)	85.000 m³	TSB P97H0024
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1978; d=219 mm; keine weiteren Angaben; der TSB-Bericht enthält nur wenige technische Details. Die geologischen Randbedingungen und die Witterungsbedingungen der letzten Jahre werden ausführlich beschrieben: Außergewöhnlich hohe Schneeüberdeckung, dadurch kaum Bodenfrost bei gleichzeitig hohem Grundwasserspiegel, Lage der Pipeline in einer Verwerfungszone (Kreidezeitliche Schieferbildung?). Die klimatischen Bedingungen und die dadurch beschleunigt ausgelösten Erdbewegungen führten letztendlich zum Bruch. Bemängelt wird, dass die Absperrventile nicht fern zu betätigen waren, dadurch hohe Verluste.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
16.05.1997	1	Lake Barre, nr. Houma, Louisiana, USA	Texaco	680 t ~ 340 t retour	www.gomr.mms.gov : Economic and Social Consequences of the Oil Spill in Lake Barre; Coastel Marine Institute, April 1999
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
gebaut 1963; d=406 mm; Riss 863 mm lang und 51 mm breit ("Fischmaul"); Leckage wurde nach 10 Minuten infolge Druckabfall bemerkt; als wahrscheinliche Ursache gilt: Verlegen einer neuen Pipeline parallel in einem Abstand von ca. 4,5 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
21.07.1997	6	Indianapolis, Indiana, USA	Citizens Gas & Coke Utility	?	NTSB/PAB/99-02
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=508 mm; s=7,1 mm; p=21,4 bar, excavation damage bei Bohrarbeiten; 1 T, 1 V, 6 Häuser zerstört und 65 beschädigt, 75 Personen evakuiert					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
06.08.1997	4	Guam (USA)	Naval Station Guam / Anderson Air Force Base	3 t	NTSB/AAR-00/01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Bei Flugzeugabsturz (Boeing 747) Kerosin-Pipeline zerstört, Keine Entzündung, Schnellschlussventile, weitere Informationen nicht zugänglich					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
02.12.1997	6	nr. Cabri, Saskatchewan, Canada	TransCanada Pipelines Limited	?	TSB P97H0063
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1969; d=914 mm, s=8,7 mm; p _p =60,6 bar; Zerstörung oder Ablösung der Isolierung bei gleichzeitiger Vernachlässigung des kathodischen Korrosionsschutzes (Nachsetzen von Tiefenanoden); nach Austreten sofortige Zündung → Feuerball; Verbrennung der umgebenden Vegetation, keine Schadensradien angegeben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
14.02.1998	1	Ventura, USA	Texaco	30 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Durch Erdbeben Leitungsbruch					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
12.01.1998	?	Nigeria	Mobil Oil	5.440 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
24.01.1998	1	Bardsdale, USA	Torch	70 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
30.03.1998	4	Sandy Springs, Georgia, USA	Colonial Pipeline Company	80 t 55 retour	NTSB/PAB/99-01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=1016 mm; s=8,7 mm; 26, 5 bar, Überdeckung 2,5 – 3,0 m; 1978 gebaut; verlief unterhalb einer Mülldeponie, durch Bodensetzungen infolge der Deponieaktivitäten wurde Pipeline verformt, NTSB rügte unzureichende Überwachung					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
11.12.1998	6	St. Cloud, Minnesota, USA	Northern States Power Company (NSP)	?	NTSB/PAR-00/01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=25,4 mm (Serviceleitung); Beim Setzen eines Ampelmastes o.ä. wurde der Straßenbeton mit Presslufthammer geöffnet, da die naheliegende Gasleitung mehr als 60 cm entfernt lag, wurde mit einem Motor-Drillbohrer das Loch vertieft, nach ca. 0,5 m stieß der Bohrer auf einen Widerstand, die vermeintliche Betonplatte wurde mit einem Vorschlaghammer zertrümmert, alle 4 Arbeiter setzten daraufhin den Motorbohrer wieder in die Öffnung und setzten das Bohren fort; Fazit: durch einen Granitstein wurde der Bohrer in Richtung Gasleitung abgelenkt, 4 T, 11 V					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
22.01.1999	6	Bridgeport, Alabama, USA	Utilities Board of the City of Bridgeport	?	NTSB/PAB-00/01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=19 mm; 2,4 bar, excavation damage beim Verlegen einer erdgedeckten Elektroleitung, 3 T, 6 V; 3 Gebäude zerstört,					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
09.02.1999	2	Tennessee River, Knoxville, Tennessee, USA	Colonial Pipeline Company	170 t	NTSB/PAB-01/01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=254 mm; s=6,35 mm; p=6,3 bar ; asphalt enamel coating; 1962 gebaut, seit 1963 in Betrieb; Ursache: Isolationsfehler und Stahl mit zu geringer Bruchzähigkeit verwendet, NTSB rügte das mangelhafte Leckerkennungssystem					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
10.05.1999	2	Atchison, Kansas, USA	Williams Pipeline Company (WPC)	730 t	U.S. EPA's Spill Program Update, July 1999
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben, Umweltschäden, Probleme mit der Rückhaltung wegen stürmischen Wetters					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
20.05.1999	1	Regina, Saskatchewan, Canada	Enbridge Pipelines Inc.	2.800 t	TSB P99H0021
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1968; d=864 mm; s=7,82 mm; p~52 bar; 1,3 m Erddeckung; Spannungsrisskorrosion in der Längsschweißnaht über 4,3 m, Reduktion der Wanddicke zwischen 13 und 36 %; Ablösung des Polyethylen-Bandes im Bereich der Schweißnähte infolge sogen. „Zeltbildung“ (tenting) und damit Unwirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes, wasserstoffinduzierte Rissbildung; Schaden: Bodenverschmutzung auf ca. 3,6 ha (~ 5 Fußballfelder), Ernteverluste (Sojabohnenfeld), Austausch von 35 m Rohrleitung					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
10.06.1999	4	Bellingham, Whatcom Creek, Washington, USA	Olympic Pipe Line Company	880 t	NTSB/PAR-02/02
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=406 mm, s=7,9 mm; p=100 bar; Pipeline bei Erdarbeiten (Verlegen einer neuen Wasserleitung 1993/94) beschädigt (eingebeult), Ereigniskette: Ausfall des zentralen Überwachungscomputers → Umschalten auf Reservecomputer, defektes Druckbegrenzungsventil bewirkt zu frühes Schließen eines Absperrventils → Druckanstieg von ca. 14 bar auf über 103 bar → Bruch der Leitung an vorgeschädigter Stelle, Zündung nach 1,5 h; Feuer und Verbrennungen auf ca. 2,5 km Länge entlang eines Bachbettes; 3 T, 8 V; DOT-penalty: \$ 3,05 Million; Schäden: \$45 Million					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
18.01.2000	1	Guanabara Bay, Rio de Janeiro, Brazil	?	1.000 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Bruch einer Pipeline zwischen Raffinerie und Seeterminal, ähnlich 1997					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
21.01.2000	1	Gulf of Mexico	Transocean 96	250 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
„Drilling unit“ Transocean 96 wurde verlegt, dabei riss Anker Unterwasserpipeline auf					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
27.01.2000	1	Winchester, Kentucky River, Kentucky, USA	Marathon Ashland Pipe Line LLC	1.820 t	NTSB/PAB-01/02
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Errichtet 1973; d=610 mm; s=6,4 mm; p=53,8 bar; Ursache: Ermüdungsriß an einer Beule durch Lastwechsel; Kentucky River ist Trinkwasserreservoir für Stadt Lexington; Schaden \$7,1 Million					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
01.02.2000	1	Desaguadero River, Bolivia	Sica Sica-Arica / Transredes (Shell & Enron)	3.900 t	www.american.edu/ted/
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
P. verläuft von Bolivien nach Chile, Bruch infolge SchlammLawine, d.h. P. muss oberirdisch liegen, kein Notfallmanagement, Pumpen liefen nach Bruch noch 20 h weiter, Verschmutzung Lake Poopo, Umweltskandal					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
05.02.2000	1	John Heinz National Wildlife Refuge, Delaware River, Pennsylvania, USA	Sunoco Inc. & Sun Pipeline Company	? 588 t retour	http://incidentnews.gov/ incident/7466
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Ursache: Bruch in einem Segmentbogen; Pipeline 50 Jahre alt; Reinigungskosten \$3,6 Million					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
15.02.2000	1	Stiles, Louisiana, USA	?	41 t	U.S. EPA's Oil Spill Program Report, July 2000
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Mit Bulldozer über Pipeline gefahren, Bruch; Verursacher legte Pipeline nach Reparatur und Reinigung in diesem Gebiet 1 m tiefer					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
17.02.2000	1	Stiles, Louisiana, USA	?	11 t	U.S. EPA's Oil Spill Program Report, July 2000
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Pipeline-Bruch, Ausfluss in ein Bachbett, ausgelöst durch umgestürzten Baum, Ausfluss gelangte über 3 km in einen See					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
09.03.2000	4	Greenville, Texas, USA	Explorer Pipeline Company	1.580 t	NTSB/PAB-01/03; www.tri-s.com/articles/ LargestSpillrevised.pdf
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
1970 gebaut, d=711 mm; s=7,13 mm; p=49 bar, Erddeckung an Leckstelle 1,37 m, Spannungsrisskorrosion, ausgehend von Schweißnaht auf 1 Uhr-Pos., Riss 1283 mm lang und 171 mm breit („Fish-Mouth-Crack“); ein Drittel des Trinkwasservorrats der Stadt Dallas kontaminiert (Lake Tawakoni)					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
07.04.2000	3	Chalk Point, Maryland, USA	Potomac Electric Power Company (PEPCO)	454 t	NTSB/PAR-02/01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
1971/72 gebaut, in Betrieb seit 1973; d=324 mm; s=5,2 mm; Isolierung: 25 mm (warmes Produkt), 1 m Erddeckung; Pipeline läuft über 51,5 Meilen parallel zum Patuxent River, daher spill in den Swanson Creek (Nebenarm, Bucht o.ä.), es wurde kritisiert, dass es überhaupt möglich war, eine Pipeline durch ein Naturschutzreservat zu verlegen, Bruch in einem verformten Bereich (elliptischer Querschnitt, Erdbewegung?) der bei Inneninspektion falsch interpretiert wurde, nämlich als T-Abzweigstück.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
16.07.2000	1	Araucária, Paraná, Brazil	Getulio Vargas Refinery, Petrobras	4.000 m³	1: www.epa.gov/oilspill/pdf 2: Berliner Zeitung vom 21. Juli 2000
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Quelle 1: Versagen einer Dichtung, 2800 m langer spill innerhalb der Raffinerie, dann in den Barigui River und weiter in den Iguacu River, 20 km lang; Quelle 2: Bruch einer 23 Jahre alten Pipeline in Parana					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
25.07.2000	?	Guanabara Bay, Brazil	?		
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Polluted area: 20 square miles					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
01.08.2000	1	Pine River, British Columbia, Canada	Pembina Pipeline Corporation	985 m³	www.env.gov.bc.ca/eemp/
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine technischen Angaben; mit enormen Aufwand (\$30.000.000) 945 m³ zurückgewonnen					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
07.08.2000	6	Coquihalla Highway, British Columbia, Canada	Westcoast Energy Inc.	?	TSB Canada P00H0037
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1957; d=762 mm; s=?; p=56-64 bar; Überlastung der Wandung im vorgeschädigten Bereich (Rissbildung infolge von Härtingsgefüge); Explosion, Sperrung eines Highways für ca. 3,5 h; Die Leitungsabschnitte wurden 1981, 1991 und 1998 mit Magnetfluß-Messverfahren untersucht. In der Nähe der Bruchstelle wurden seinerzeit zwei Beulen und einige kleinere Korrosionsstellen detektiert aber scheinbar als ungefährlich eingestuft. Wie es zur Bildung des Härtingsgefüges kam, wird nicht berichtet. Die Druckschwankungen um 2 bar wurden als normal angesehen.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
19.08.2000	6	nr. Carlsbad, New Mexico, USA	El Paso Natural Gas Company	?	NTSB/PAR-03/01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
1950 gebaut; d=762 mm; s=8,5 mm; p _B =47 bar, p _{max} =67 bar; Innenkorrosion, Flammenhöhe ca. 150 m, die T waren ca. 205 m vom Krater entfernt, das ausgetretene Gas entzündete sich und brannte 55 min, 12 T (Camper, die sich trotz Hinweisschilder im betroffenen Gebiet aufhielten); Krater: 26x14 m, 6 m tief; ein 15 m langes Rohrstück wurde durch die Explosion in drei Teile zerlegt, zwei davon wurden 71 m und 87 m weit aus dem Krater geschleudert					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
13.01.2001	1	Santa Clara River	Mobil	136 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
17.01.2001	1	nr. Hardisty, Alberta, Canada	Enbridge Pipeline Inc.	3.800 t 3.760 retour	TSB P01H0004
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1967; d=864 mm; s=?; p _B =39 bar; mehrere Risse in der Nähe der Längsschweißnaht, Korrosionsstellen, Risse waren z.T. „zusammengewachsen“ und haben eine größere Bruchnaht gebildet, Riss in 3-Uhr-Position; Entlang der Längsschweißnaht, auf eine Länge von ca. 4 m, war die Isolierung ausgebeult, es hat den Anschein, dass das Band nicht fest genug aufgewickelt worden war; die Fehlstelle lag an einem Krümmer, der einst mit einem 3°-Versatz verlegt wurde. Es wurde festgestellt, dass nunmehr 3,5° Versatz vorhanden waren. Bemerkung: Der Schadensort lag in einem sumpfigen Gelände mit einem unterirdischen Quellzufluss. Zum Zeitpunkt der Leckage war das Gebiet vereist, dadurch konnte relativ viel Öl zurück gewonnen werden; es hat den Anschein, dass die Rissbildung entweder durch geologisch oder meteorologisch bedingte Geländebewegungen verursacht wurde. Dazu kommt die Ablösung der Isolierung, die Infiltrierung von Grundwasser, so dass der kathodische K.schutz unwirksam wurde.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
30.05.2001	4	Campos Basin, off coast Rio de Janeiro, Brazil	Paulina Pipelien, Petrobras	154 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
29.09.2001	1	nr. Binbrook, Ontario, Canada	Enbridge Pipeline Inc.	86 t 32 retour	TSB P01H0049
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1972; d=508 mm; s=?; p=67 bar; im Leckagebereich beschädigt aufgrund nicht entfernter Holz-Stützkonstruktionen unterhalb des Rohres (Setzung der Leitung?), durch die beschädigte Isolierung wurde die betreffende Stelle nicht mehr vom kathodischen Korrosionsschutz abgeschirmt; Schaden: Bodenverschmutzung auf ca. 6700 m² (~Fußballfeld), Ernteverluste (Sojabohnenfeld), Austausch von 35 m Rohrleitung					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
04.10.2001	1	107 miles north of Fairbanks, Alaska, USA	Transalaska-Pipeline/ Alyeska Pipeline Service Company (APSC)	900 t 350 retour	http://www.solcomhouse.com/trans.htm
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Sabotage, Durchschuss der 12,7 mm dicken Wand mit Jagdgewehr (Kal.8,5 mm) ,durch Hubschrauberüberflug entdeckt, Ausflussrate ca. 0,45 t/min über mehr als 24 Stunden; Täter durch FBI ermittelt, trotz Jagdverbot im 5-Meilen-Korridor kommen Treffer immer wieder vor, prallen aber meistens ab, ca. 24.000 m² Fläche kontaminiert, wegen der tiefen Temperaturen (-30°C) konnten ca. 350 t zurück gewonnen werden.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
06.04.2002	1	Little Lake, nr. Lafitte, Louisiana, USA	BP	245 t	U.S. EPA's Oil Program Center Update, July 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
7,5 cm langer Riss in Unterwasserpipeline, verursacht durch Schiffspropeller des Schleppers „Webb Crosby“, Navigationsfehler					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
08.04.2002	3	Caravajal creek, Santo Domingo, Dominican Republic	Falconbridge	210 t	U.S. EPA's Oil Program Center Update, July 2002
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Keine Angaben					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
14.04.2002	6	nr. Brookdale, Manitoba, Canada	Transcanada Pipelines	6.812.600 m³	TSB P02H0017
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Baujahr 1970; d=914 mm; s=8,1 mm; p=60 bar; transkristalline Spannungsrisskorrosion, Innendruckbelastung der geschwächten Wandung, Vermutung: partielles Versagen des kathodischen Korrosionsschutzes; Explosion und Feuer, Krater über 93 m Länge, Trümmerflug von Rohrschalen im Radius von 264 m					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
04.07.2002	1	nr. Cohasset, Minnesota, USA	Enbridge Pipelines (formerly Lakehead Pipe Line Company)	820 t	NTSB/PAR-04/01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=864 mm; s=7,9 mm; p=47 bar; Riss 1,75 m lang und in der Mitte 16 cm weit; um Verschmutzung de Mississippi River und Bodenflächen zu verhindern, wurde eine kontrollierte Verbrennung angeordnet, als Ursache wurden Biegespannungen infolge einer ungeeigneten Transporttechnologie ermittelt, dadurch wurden die Längsnähte schon beim Transport beansprucht und durch die Lastwechsel beim Betrieb überbeansprucht.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
04.12.2002	1	Bayou Boutte, Louisiana, USA	?	140 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Durch korrodierte Pipeline sind ca. 1000 barrel in Bayou Boutte geflossen					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
07.12.2002	2	nr. Paroisse de Saint Clet, Quebec, Canada	Trans-Northern Pipelines Inc.	27 t	TSB P02H0052
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=273 mm; s=7,8 mm; Überdruck, sehr viele Druckschwankungen (35,8 – 89,6 bar), Vorschädigung 1976,1981 und 1983 durch Einbeulung („unauthorized excavations“), Beule 10 mm tief und 2,7 m lang, bei Reparaturen wurden außerdem verschiedene Sorten tapes benutzt, mgl., dass sich diese nicht miteinander vertrugen					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
24.01.2003	1	Nemadji River, Wisconsin, USA	Enbridge Energy Terminal	324 t	http://www.epa.gov : Oil Spill Program Update, July 2003
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Umweltschäden relativ gering wegen Vereisung der Wasseroberfläche und Minustemperaturen (Verdampfung)					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
02.02.2003	6	zwischen Viola und New Windsor, Illinois,USA	ANR Pipeline (El Paso Corp.)	?	http://cms.firehouse.com ; http://forums.firehouse.com
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=609,6 mm; s=? ; p=55 bar; Flammenhöhe 90 – 150 m; Ort: Feld; Krater: L=?, B=12 m, T=7,6 m; Evakuierung im Radius von ca. 1000 m; Strahlungswärme im Abstand von ca. 60 m deutlich spürbar;					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
02.03.2003	1	Lake Washington, Louisiana, USA	?	135 t	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Ursache: gebrochene Schweißnaht, 135 t Rohöl in See geflossen					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
17.03.2003	1	Brisbane river, Australia	Moonie Pipeline Company Pty Ltd.	1.520 t	http://www.spillcon.com/2004/papers/AMES.pdf ; www.amsa.gov.au
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Erbaut 1964, d=254 mm; s=4,2 mm; p=?; Ursache: Ventilversagen, Überdruck					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
23.03.2003	6	Eaton, Colorado, USA	Colorado Interstate Gas Company	?	www.greeleytribune.com ; www.windsortribune.com
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=609,6 mm; s=?; p=?; Explosionsursache noch nicht geklärt; aus Zeitungsberichten: Hitze war so hoch, dass Feuerwehr nicht näher als ca. 50 m an Bruchstelle herankam, in 100 m Entfernung konnten Brandnester gelöscht werden; Flammenhöhe ca. 150 m; Krater: L=305 m; B=15 m; T=6 m; ein ca. 10,5 m langes Rohrstück wurde aus dem Krater geworfen; 3 Familien evakuiert; Schäden an Häusern und Fenstern durch Strahlungswärme					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
10.05.2003	5	Clearcreek Township, Ohio, USA	Texas Eastern Products Pipeline Company (TEPPCO)	?	http://nl.newsbank.com ; http://www.hermit.cc/pipeline/press
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=203,2 mm; s=? ; p=? ; ca. 10 m neben Ohio-Highway.122 explodiert.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
02.07.2003	6	Wilmington, Delaware, USA	Delmarva Power and Light Company	?	NTSB/PAB-04/01
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=32 mm; Baufirma beschädigte Gasleitung bei Arbeiten zur Erneuerung eines Bürgersteigs; Arbeitsbereiche waren mit weißer Farbe vor den Häusern gekennzeichnet; Vorarbeiter war der Meinung Bagger einsetzen zu können, weil Gasleitungen gelb gekennzeichnet werden, Explosion, 14 V, Schaden \$300.000					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
09.07.2003	2	New Haven, Connecticut, USA	Buckeye Pipeline Company	19 t	U.S. EPA's Oil Program Report, October 2003
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
Excavation damage, Pipeline um ca. 8 m falsch eingezeichnet/vermaßt					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
16.07.2003	5	Barnes County, North Dakota, USA	Dome Pipeline Corporation	1431 m³	DOT, Office of Pipeline Safety, CFP No.3-2003-5020H
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
1977 gebaut; d=323 mm; s=5,4 mm; p _g =96,2 bar; Leitung über ca. 12 m Länge zerstört, kein Auswurf von Trümmern, Selbstentzündung, bei Aufgrabungen wurden Spuren einer mechanischen Beschädigung gefunden.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
30.07.2003	4	Tucson, Arizona, USA	Kinder Morgan Tucson-Phoenix-Pipeline	52 t	Internet, City of Tucson, Water Department
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=203 mm; Spannungsrisskorrosion, Leitung 48 Jahre alt, Pipelinebruch löste Versorgungskrise aus, Benzinpreise schnellten in die Höhe.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
02.12.2003	1	Barataria Bay, Louisiana, USA	ExxonMobil Pipeline Co.	50 t	U.S. EPA's Oil Program Update, January 2004
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=304,8 mm					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
25.01.2004	5	Near Davenport, New York, USA	Texas Eastern Products Pipeline Company (TEPPCO)	800 m³	http://www.house.gov/ mcnulty/pr040204a.htm
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
errichtet 1962; d=219 mm; s=5,15 mm; p=98 bar (1962), p=73 bar (1990); p _B =40,5 bar; Vegetation im Radius von ca. 75 m verbrannt, Ursache unbekannt					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
27.04.2004	3	Suisun Marsh,30 mls northeast of San Francisco, USA	Santa Fe Pacific Pipeline L.P. (subsidiary Kinder Morgan)	328 t	http://www.savesfbay.org
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=356 mm; 1 m Erddeckung; Lecksuche mit Helicopter; Pipeline verläuft parallel zu einer Eisenbahnlinie; \$5 Million fine.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
30.07.2004	6	Ghislenghien, Belgium	Fluxys	?	Zarea,M.: Mechanical Damage Workshop 2006; www.hse.gov.uk/pipelines
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=1016 mm, s =12,7 mm, p=70 bar, bei Straßenbauarbeiten wurde mit einem Erdverdichter über der Pipeline der Erdboden verdichtet, zwei Wochen später kam es infolge einer Druckerhöhung genau an dieser Stelle zu einem Bruch; 24 T, 150 V, Schadensradien: innerhalb 200-m-Zone alle Personen tot (Verbrennungen), 3 Personen ca. 200 m durch Druckwelle weggeschleudert, Trümmerflug 150 m, Verbrennungen an Vegetation bis 250 m, Schmelzen von Kunststoffteilen an Fahrzeugen bis 400 m.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
27.10.2004	7	Kingman, Kansas, USA	Magellan Midstream Partners, L.P.	~ 600 t	NTSB/PAB-07/02
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=219 mm; s=4 mm; p=67,6 bar; Überdeckung ca. 1,35 m; Ursache: die ausgebaute Rohrleitung zeigte einige Scherrisse und Ermüdungsrisse, wahrscheinlich verursacht durch unsachgemäßen Einbau im Jahr 1973 oder durch spätere, nicht bekannte Erdarbeiten (excavation damage)					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
09.11.2004	4	Walnut Creek, California, USA	Kinder Morgan Energy Partners	66 t	Pipeline Failure Investigation Report, Department of Forestry And Fire Protection, Sacramento, July 6, 2005
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=273 mm; s=4,8 mm; p=80 bar (max. 90 bar); Erddeckung: 1,5 m; Beim Bau der Benzinpipeline stand Eiche im Weg, diese wurde mit Bogen umgangen, später wurde Baum gefällt, bis unter Erdgleiche abgetragen, Wurzel verblieb im Boden, bei Verlegen einer Wasserleitung wurde dies zum Verhängnis da Pläne nicht eingesehen wurden und der Bogen der Benzinleitung nicht erkannt wurde, Leitung wurde mit Bagger beschädigt, austretendes Benzin-Luftgemisch durch Schweißarbeiten an der neuen Wasserleitung entzündet: 5 T, 4 V, hohe Sachschäden					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
23.05.2005	4	Kansas City, Fairfax District, USA	Magellan Pipeline	64 t	Internet: U.S. Environment Protection Agency Report, October 2005
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
254 mm Hochdruckleitung geplatzt, Benzin ergoss sich über Bodenflächen und in Regenwasserkanäle, Eisenbahnlinie in der Umgebung musste gesperrt werden, ebenso Kraftwerk					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
08.07.2005	6	Cunduacan, 385 mls se of Mexico City	PEMEX	?	www.indymedia.ie/article/
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
2 T, viele Verletzte, hoher Sachschaden					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
12.03.2007	6	Zwischen St.Leon- Rot und Wiesloch, Baden-Württemberg, Deutschland	EnBW / Erdgas Südwest	?	www.feuerwehr-rnk.de/ Einsaetze; www.erdgas-suedwest.de
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=150 mm; s=?; p=70 bar; Leitung aus ungeklärter Ursache aufgerissen, vorbeifahrender Autofahrer leicht verletzt, Sachschaden am PKW, Krater 5 m lang, 2 m breit und tief, im Umkreis von 40 m Brandschäden, Asphalt geschmolzen					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
30.04.2007	6	nr. Pawnee, Illinois, USA	Panhandle Eastern Pipeline Company	?	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=610 mm; keine Opfer, Löschversuch der Feuerwehr mit Schaum abgebrochen, nach Schließen der Ventile Feuer erloschen; in ca. 90-100 m Entfernung Schäden an Haus infolge Strahlungswärme.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
07.05.2007	6	Bei Luka / Ukraine	Gazprom	?	ARD Tagesschau 07.05. / 17:00 und 20:00 Uhr; Internet-Die Zeit-News; ZEMA-Info 090-07;
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=1500 mm; s=?; p=?; 30 m langes Stück heraus geschleudert, Trümmerwurf über 150 m, Ursache: vermutete Bodenabsenkung					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
01.07.2007	5	Carmichael, Clarke County, MS, USA	Dixie Pipeline of Houston	?	www.clarionledger.com
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=305 mm; 2 T, 4 V, 4 Häuser zerstört (in einigen Internet-Quellen wird von „mobile-homes“ gesprochen); 1 T in ca. 18 m Entfernung, Glasbruch infolge Druckwelle bis in 275 m Entfernung; 60 ha Wald – und Grasland verbrannt.					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
24.07.2007	1	Burnaby, B.C., Canada	Kinder Morgan Canada	?	http://www.ctv.ca/servlet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=610 mm; 1953 verlegt, durch Bagger beschädigt bei Straßenbauarbeiten, gegenseitige Schuldzuweisungen Betreiber/Baufirma, Pipeline angeblich nicht richtig oder gar nicht in Zeichnung ausgewiesen , 100 Häuser evakuiert, Fontäne 10-12 m hoch, 25 Minuten Ausblasezeit					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
28.08.2007	6	Weinbach-Gräveneck, Hessen, Deutschland	E.ON – Mitte, Kassel	?	ZEMA-Info 188-07, Internet, E.ON; GELA 09/07
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=600 mm; Flammenhöhe ca. 50 m; im Umkreis von ca. 300 m Forstschäden, Glasbruch infolge Wärmestrahlung; Bahngleise durch Wärmeeinwirkung auf einer Länge von 100 m verzogen, 16 LV; Ursache wahrscheinlich Erschütterungen und Schweißnahtbruch infolge Neubau einer parallel verlaufenden Leitung, Ursachenermittlung nicht abgeschlossen					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
01.11.2007	5	Clarke County, MS, USA	Dixie Pipeline Company of Houston, TX	?	www.reuters.com www.clarionledger.com
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=305 mm; 46 Jahre alt; 2 T, 4 V; 4 Häuser zerstört, 60 Familien evakuiert im Radius 1 Meile (1600 m); Druckwelle zerstörte Wohnungseinrichtungen und Glasscheiben in ca. 275 m Entfernung, Todesopfer waren ca. 20 m vom Explosionsort entfernt; 60 ha Wald- und Weideland verbrannt;					

Datum	Stoff	Ort	Eigentümer/Betreiber	Verlustmenge [t;m³]	Quelle
28.11.2007	1	Near Clearbrook, MN, USA	Enbridge Energy	?	Internet
Technische Daten / Ursache(n) des Versagens /Schadensbild / Bemerkungen					
d=864 mm; 2 T, Todesopfer saßen in einem Fahrzeug, ca. 6 m vom Explosionsort entfernt; Evakuierung im Radius 1 Meile (1600 m); Arbeiter waren mit Reparaturarbeiten beauftragt, nach dem Hochfahren der Pipeline versagte eine Abdichtung, Gaswolke, unbekannte Zündquelle					