



Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz NRW - 40190 Düsseldorf

Vorsitzender des Ausschusses für Klimaschutz, Umwelt,  
Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz  
des Landtags Nordrhein-Westfalen  
Herr Friedhelm Ortgies MdL  
Platz des Landtags 1  
40221 Düsseldorf



Johannes Remmel

12.03.2014

Seite 1 von 1

Aktenzeichen IV-5  
bei Antwort bitte angeben

Frau Both / Herr Fragemann  
Telefon 0211 4566-330  
Telefax 0211 4566-388  
poststelle@mkulnv.nrw.de

60-fach

### Schäden an Rohrleitungen in der Rheinlandraffinerie Wesseling und Köln-Godorf der Fa. Shell

Sehr geehrter Herr Vorsitzender Ortgies,

als Anlage übersende ich Ihnen die in der Sitzung des Ausschusses vom 12. Februar 2014 erbetenen Gutachten des TÜV Rheinland und des TÜV Süd (ohne Anlagen) zu den bei der Fa. Shell an Rohrleitungen aufgetretenen Schadensfällen.

Die Stellungnahme des LANUV zum Gutachten des TÜV Rheinland zum Schadensfall an der Rohrleitung der Nordtrasse des Werks Wesseling füge ich gleichfalls bei.

Da es sich bei den Namen der Verfasser der Gutachten um personenbezogene Daten handelt, habe ich diese ausgeblendet.

Ich bitte Sie um Weiterleitung an die Mitglieder des Ausschusses.

Mit freundlichen Grüßen

  
Johannes Remmel

Dienstgebäude und  
Lieferanschrift:  
Schwannstr. 3  
40476 Düsseldorf  
Telefon 0211 4566-0  
Telefax 0211 4566-388  
Infoservice 0211 4566-666  
poststelle@mkulnv.nrw.de  
www.umwelt.nrw.de

Öffentliche Verkehrsmittel:  
Rheinbahn Linien U78 und U79  
Haltestelle Kennedydamm oder  
Buslinie 721 (Flughafen) und 722  
(Messe) Haltestelle Frankenplatz



**Gutachten  
für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für  
diese und die in der Nordtrasse verlegten  
Leitungen  
der Shell Deutschland Oil GmbH,  
Rheinland Raffinerie,  
Werk Wesseling**

**Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse  
verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH,  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

---

-2-

Anlage / Betreiber: Shell Deutschland Oil GmbH,  
Rheinland Raffinerie,  
Werk Wesseling  
Ludwigshafener Straße 1  
50389 Wesseling

Bestell Nr.: 4506399731  
Lieferantennr.: 68032511

TÜV-Auftrags-Nr: 978/10837732  
Aktenzeichen: 181201

Ausführende Stelle: TÜV Rheinland Industrie Service GmbH, Köln  
- Fachbereich Energiesysteme und Automation  
- Regionalbereich Rheinland Westfalen

TÜV Rheinland Werkstoffprüfung GmbH, Köln  
- Bereich Schadensanalyse und Korrosion (IfM)

Bearbeiter:

Datum des Berichts: 2012-08-29 Rev. 0

Seitenanzahl: 62 inkl. Anhänge



## **Inhaltsverzeichnis**

<b>1</b>	<b>Situation und Aufgabenstellung.....</b>	<b>6</b>
1.1	Situation.....	6
1.2	Aufgabenstellung.....	6
<b>2</b>	<b>Untersuchungsteam.....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Kurzbeschreibung des Betriebes der Rohrleitung.....</b>	<b>7</b>
3.1	Lage der Rohrleitung.....	7
3.2	Beschaffenheit der Rohrleitung.....	8
3.3	Verfahrenskurzbeschreibung.....	8
3.4	Stoffeigenschaften von Jet-A1.....	9
3.5	Rohrleitungen der Shell Nordtrasse.....	10
<b>4</b>	<b>Schadensfassung und Schadensdokumentation.....</b>	<b>10</b>
4.1	Schadensfeststellung.....	10
4.2	Schadensdokumentation und Schadensuntersuchung.....	11
4.2.1	Durchgeführte Untersuchungen.....	11
4.2.2	Lichtoptische Begutachtung.....	12
4.2.3	Rohrmaterial und seine mechanischen Eigenschaften.....	18
<b>5</b>	<b>Schadensursache und Schadensausmaß.....</b>	<b>18</b>
5.1	Erscheinungsbild der Leckage.....	18
5.2	Ergebnis der Laboruntersuchungen.....	19
5.2.1	Rohrwerkstoff.....	19

5.2.2	Schadensart: Außenkorrosion.....	19
5.3	Schadensausmaß .....	20
5.3.1	Auswertung der Messprotokolle.....	20
5.3.2	Abschätzung der Austrittsmenge.....	20
5.3.2.1	Auftrittsdauer .....	20
5.3.2.2	Ermittelte Austrittsmenge aus den Prozessdaten und aus Berechnungen.....	21
5.3.2.3	Quellterm (Leckstrom) und freigesetztes Volumen.....	22
<b>6</b>	<b>Ursache der Außenkorrosion .....</b>	<b>23</b>
6.1	Korrosionsmechanismen.....	23
6.2	Erkenntnisse aus den Laboruntersuchung an Leitung 7.....	24
6.3	Innenkorrosion .....	25
6.4	KKS Messungen auf der Trasse und Befunde der Aufgrabungen.....	25
6.4.1	KKS Messungen .....	25
6.4.2	Befunde und Ergebnisse der Aufgrabungen .....	26
<b>7</b>	<b>Konformität.....</b>	<b>28</b>
7.1	Genehmigungssituation der Leitungen in der Shell Nordtrasse .....	28
7.2	Regelwerkseinstufung.....	29
7.3	Abnahmeprüfungen .....	32
7.4	Wiederkehrende Prüfungen .....	33
7.4.1	Prüfung des KKS auf der Shell Nordtrasse .....	33
7.4.2	Prüfungen an der Leitung 7 - Druck und Dichtheit .....	34
7.4.3	Prüfungen an den übrigen Leitungen der Shell Nordtrasse .....	34
7.4.4	Ausrüstung.....	36
7.5	Betriebs- und Sicherheitseinrichtungen der Rohrleitung Nr. 7.....	36

7.5.1	Druck- und Temperaturmessstellen, Druckentlastungseinrichtungen .....	36
7.5.2	Erkennen von Verlusten .....	37
<b>8</b>	<b>Neueinstufung der Verbindungsleitungen .....</b>	<b>38</b>
8.1	Betriebssicherheitsverordnung.....	38
8.2	Wasserhaushaltsgesetz.....	39
<b>9</b>	<b>Maßnahmen zur Verhinderung gleichartiger Ereignisse .....</b>	<b>39</b>
9.1	Maßnahmen zur Wiederinbetriebnahme der Rohrleitung Nr. 7 .....	39
9.1.1	Schadensaufnahme und Schadensursache .....	40
9.1.2	Integrität der Rohrleitung Nr. 7 .....	40
9.1.3	Leckerkennung für Rohrleitung Nr. 7.....	42
9.1.4	KKS-System .....	43
9.2	Maßnahmen und Konsequenzen für das Leitungsbündel .....	44
9.2.1	KKS-System für die Leitungen der Trasse Nord .....	45
9.2.2	Innenkorrosion in den Leitungen des Leitungsbündels der Shell Nordtrasse.....	47
9.2.3	Die Integrität der Leitungen des Leitungsbündels der Shell Nordtrasse.....	47
9.2.4	Leckerkennung an Leitungen des Leitungsbündels der Shell Nordtrasse .....	49
<b>10</b>	<b>Zusammenfassende Bewertung .....</b>	<b>50</b>
<b>11</b>	<b>Unterlagen .....</b>	<b>51</b>
<b>12</b>	<b>Anhänge.....</b>	<b>55</b>
12.1	Baugrubenplan.....	56
12.2	Prüfungen an der Rohrleitung Nr.7 und an der Nordtrasse .....	57
12.3	Leitungshistorie .....	62

## **1 Situation und Aufgabenstellung**

### **1.1 Situation**

Am Samstag, dem 25.02.2012, wurden an den Tanks 225 und 228 der Rheinland Raffinerie Süd auffällige Füllstandsveränderungen bemerkt, als deren Ursache eine Undichtigkeit in der Rohrleitung Nr.7, verlegt in der Shell Nordtrasse, festgestellt wurde. Daraufhin wurde die Leitung am 26.02.2012 abgesperrt und außer Betrieb genommen. Nach Bestätigung der Undichtheit mittels Druck und Dichtheitsprüfungen, wurde die Leitung entleert. Die Entleerung einschließlich der Restentleerung der Tiefpunkte war am 29.02.2012 abgeschlossen. Anschließend wurde die Leckagestelle der inzwischen mit Stickstoff beaufschlagten Leitung mittels Geräusch-Emission lokalisiert und nach Aufgrabung an dieser Stelle gefunden.

Die Rohrleitung Nr.7 dient zur Förderung von Flugbenzin Jet-A1 (Kerosin) von der Rheinland Raffinerie Süd, Werk Wesseling, Aufpunkt Bau 298 zum Tanklager Bau 311.

### **1.2 Aufgabenstellung**

In Abstimmung und im Einverständnis mit der Bezirksregierung Köln, Dezernat 53, wurde der TÜV Rheinland von der Fa. Shell Deutschland Oil GmbH als Gutachter beauftragt, eine Stellungnahme zur Leckage an der Rohrleitung Nr. 7 in der Nordtrasse der Shell abzugeben. Da die Leckage im Betriebsbereich einer der Störfallverordnung (12. BImSchV) zugeordneten Anlage auftrat, sollen die Untersuchungen von einem nach § 29a BImSchG bekanntgegebenen Sachverständigen durchgeführt werden. Mit den Beteiligten wurde folgende Aufgabenstellung abgesprochen:

- ◆ **Schadenserfassung und Schadensdokumentation:**
  - Schaden an der Rohrleitung
  - Ermittlung der freigesetzten Stoffmenge an Hand des Lecks sowie an Hand der Betriebsaufzeichnungen; Abgleich mit den Ergebnissen der Bodenuntersuchungen
- ◆ **Schadensursachenermittlung**
- ◆ **Konformitätsprüfung:**
  - Zulassung der Anlage (Lage, Beschaffenheit, Betrieb, zugelassene Stoffe)
  - gesetzliche Vorschriften (Prüfungen durch Sachverständige, betriebsinterne Prüfungen)

- Verfahrensvorschriften, Leckerkennung

- ◆ Entwicklung von Maßnahmen zur Verhinderung gleichartiger Ereignisse (Weiterbetrieb der Rohrleitungen mit gefährlichen Stoffen in der Trasse, Prüfungen der Rohrleitungen in der Trasse)

## **2 Untersuchungsteam**

Die Ermittlung des Schadensereignisses wurde von Sachverständigen des TÜV Rheinland durchgeführt. Das Team setzte sich aus folgenden Mitarbeitern zusammen:

## **3 Kurzbeschreibung des Betriebes der Rohrleitung**

### **3.1 Lage der Rohrleitung**

Bei der von der Leckage betroffenen Leitung handelt es sich um die Rohrleitung Nr.7, verlegt im Leitungsbündel der Shell Nordtrasse, zur Förderung von Flugbenzin Jet-A1 (Kerosin) von der Rheinland Raffinerie Süd, Werk Wesseling, Aufpunkt Bau 298 zum Tanklager, Aufpunkt Bau 311. Weitere in der Trasse verlegte Leitungen mit wassergefährdenden, brennbaren Flüssigkeiten sind die Rohölleitungen Nr. 10, 12 und 14 sowie die Leitungen für HEL (Mittelöl) mit den Nrn.: 3, 4, 5 und 11. Die Rohrleitungen verlaufen vom Aufpunkt Bau 298 über öf-

fentliches Gelände auf die L300 zu, folgen dieser und der parallel liegenden Bahntrasse, um beide kurz vor Erreichen der Ahrstraße zu queren. Danach teilt sich die Trasse und verläuft beidseitig parallel der Ahrstraße. Die rechts der Ahrstraße geführten Leitungen 3, 4, 5 und 7 queren diese in Höhe der Waldstraße, der sie auf der rechten Seite bis zum Aufpunkt Bau 311 (Tor 9) folgen (siehe Baugrubenplan [43] im Anhang).

### **3.2 Beschaffenheit der Rohrleitung**

Bei der Rohrleitung Nr. 7 handelt es sich um eine Leitung DN100, PN16, mit 108 mm Außendurchmesser und 4 mm Wanddicke. Da es sich bei der Rohrleitung um eine 1942 verlegte Leitung handelt [40], sind Werkstoffnachweise nicht mehr verfügbar. Aus der durchgeführten Materialanalyse und der Werkstoffprüfung kann auf einen unlegierten Stahl, entsprechend ST35 geschlossen werden. Die mechanischen Eigenschaften (Streckgrenze, Zugfestigkeit, Bruchdehnung) sind in [18] gelistet. Die Rohrleitung weist eine Bitumenbeschichtung auf.

### **3.3 Verfahrenskurzbeschreibung**

Das in den Tanks TA-225, TA-228 und TA-231 eingelagerte Jet-A1 kann mittels der Pumpen UP-27606 und UP-27607 aus dem Tank TA-225, mittels der Pumpen UP-27608 und UP-27609 aus dem Tank TA-228 sowie mittels der Pumpen UP-27616 und UP-27617 aus dem Tank TA-231 zur Hafenverladung, zur Tankwagenverladung sowie über die Rohrleitung Nr.7 zum Tank TA-299 im Tanklager Bau 311 gepumpt werden. Außerdem wird mittels der Pumpen UP-27657 und UP-27658 aus den drei genannten Tanks die CEPS-Pipeline (FBG) beschickt. Weitere Pumpen dienen der Umwälzung des Mediums. Aus Tank TA-299 wird neben verschiedenen anderen Abnehmern die RMR-Pipeline gespeist. Während der Zeit der Leckage an der Rohrleitung Nr.7 erfolgte, laut Betreiberaussage und entsprechend den übergebenen Betriebsaufzeichnungen, die Förderung zum Tank TA-299 ausschließlich und alternierend aus den Tanks TA-225 und TA-228 mittels den zugeordneten Pumpen. Durch gegenseitige Verriegelung wird sichergestellt, dass jeweils nur aus einem der Tanks gefördert werden kann.

### **3.4 Stoffeigenschaften von Jet-A1**

Die Stoffeigenschaften sind dem Stoffdatenblatt [20] entnommen.

**Produktname** Jet A-1

**Produktcode** 002C0364

**Nutzung des Produkts** Treibstoff für Flugzeug-Turbinenmotoren

#### **Physikalische und chemische Eigenschaften**

**Form** blassgelbe Flüssigkeit,

**Gefrierpunkt** <-47°C

**Siedepunkt** 150 - 300°C

#### **Risikobeschreibung**

**Dampfdruck/Dichte** < 1 hPa bei 20°C

Daten :Technisches Merkblatt  
BASF M5775d vom März 2008

**Dichte** 775 - 840 kg/m<sup>3</sup> bei 15°C

**Kinemt. Viskosität** 1 -2 mm<sup>2</sup>/s bei 40°C

**Flammpunkt** 38 – 55 °C

**Selbstzündung** >220 °C

**Untere Explosionsgrenze** 1 – 6 Vol-%

### **3.5 Rohrleitungen der Shell Nordtrasse**

Im Folgenden werden die in der Trasse verlegten Rohrleitungen nur soweit beschrieben, wie sie vom Schadensereignis betroffen sind oder es zum Verständnis des Schadensereignisses erforderlich erscheint. Stillgelegte Leitungen werden nicht beschrieben.

In der Shell Nordtrasse sind 9 Rohrleitungen zur Weiterleitung wassergefährdender Stoffe verlegt, von denen eine zum Transport von Schmutzwasser und acht zum Transport von Mineralölprodukten dienen. Entsprechend den Unterlagen [11] sind die Rohrleitungen nummeriert. Bei den Rohrleitungen 10, 12 und 14 handelt es sich um Leitungen in DN 300 und PN 16 zur Weiterleitung von Rohöl, bei den Rohrleitungen 3, 4, 5 und 11 handelt es sich um Leitungen in DN 250 und PN 16 (außer Ltg. 4: PN 25) zur Weiterleitung von Mittelöl. Die Rohrleitung 7 (DN 100, PN 16) dient dem Transport von Jet-A1 und die Leitung 17 (DN 100, PN 10) dem Transport von Schmutzwasser. Die Verlegetiefe der Leitungen an der Schadensstelle beträgt ca. 3 bis 4 m, das umgebende Erdreich besteht aus sandigem Boden (speziell wird hier jedoch auf das Bodengutachten verwiesen). Die genaue Verlegetiefe der Rohrleitung Nr.7 kann dem Lageplan [6] entnommen werden. Zum Schutz aller in der Trasse verlegten Leitungen dient eine kathodische Korrosionsschutzanlage (KKS-Anlage).

## **4 Schadensfassung und Schadensdokumentation**

### **4.1 Schadensfeststellung**

Am 25.02.2012 wurden Auffälligkeiten der Tankstandsanzeigen (Füllstandsanzeigen) der Tanks TA-225 und TA-228 registriert. Die Auswertung der Füllstandsanzeigen ergab den Verdacht einer Leckage seit dem 01.02.2012. Die Überprüfung der Leitungswege ergab Hinweise auf eine Leckage an der erdverlegten Rohrleitung Nr.7. Dies wurde anhand einer Druck- und Dichtheitsprüfung bestätigt. Daraufhin wurde die Leitung am 26.02.2012 außer Betrieb genommen, abgesperrt und am 28. Februar entleert (Menge ca. 6,5m<sup>3</sup>). Die Restentleerung erfolgte am 29.02.2012 mittels Saugwagen am Tiefpunkt der Leitung. Die Leckortung erfolgte durch eine Geräusch-Emissionsanalyse an der dazu mit Stickstoff beaufschlagten Leitung. Der



ermittelte Ort der Leckage an Rohrleitung Nr.7 befindet sich in dem parallel zur Waldstraße verlaufenden Trassenabschnitt nahe der Unterquerung der Ahrstraße. Die Freilegung der Leckstelle erfolgte am 3. März 2012 im Beisein des Sachverständigen. Die Leitung wurde in einer Tiefe von etwa 4 m über eine Länge von ca. 5 m gemeinsam mit einer in einem Abstand von ca. einem halben Meter parallel verlaufenden, stillgelegten Wasserleitung zur Versorgung eines ehemaligen Schwimmbades, freigelegt. Im freigelegten Bereich waren an der Rohrleitung Nr.7, außer der Leckagestelle, keine weiteren Schäden erkennbar. Insbesondere ergab die Inaugenscheinnahme keine Hinweise auf Beulen oder Durchbiegungen, die äußeren Einwirkungen zugeschrieben werden könnten. Die Bitumenisolierung der Leitung war im freigelegten Bereich über die Länge der etwa 5m langen Baugrube, wahrscheinlich durch das austretende Medium, teilweise aufgelöst und war im Nahbereich, etwa 40 cm beidseitig der Leckstelle, nicht mehr vorhanden. Die Leckstelle befindet sich in 3 bis 4 Uhr Position mit Blickrichtung zum Eingang des Tanklagers Bau 311. Die Rohrleitung war an der Leckstelle mit verbackenem sandigem Erdreich eng umschlossen, das von Hand abgelöst werden konnte; die Leckstelle war nicht freigespült.

Zur weiteren Untersuchung wurde das leckbehaftete Rohr entnommen und zur Untersuchung dem Institut für Materialprüfung (IfM), Bereich Schadensuntersuchung und Korrosion, der TÜV Rheinland Werkstoffprüfung GmbH übergeben. Die entnommene Rohrlänge beträgt ca. 80 cm (jeweils 40 cm beidseitig vom Leck).

## **4.2 Schadensdokumentation und Schadensuntersuchung**

Die in diesem Kapitel folgenden Ausführungen stellen einen Auszug aus dem Untersuchungsbericht der TÜV Rheinland Werkstoffprüfung GmbH dar [18], der Bestandteil des Gutachtens ist. Die hier verwendeten Bilder stellen eine Auswahl dar; ihre Nummerierung entspricht dem des vollständigen Untersuchungsberichtes.

### **4.2.1 Durchgeführte Untersuchungen**

Der leakagebehaftete Rohrabschnitt wurde zunächst im Anlieferungszustand lichtoptisch begutachtet und fotografisch dokumentiert. Zur Bestimmung der mechanischen Eigenschaften wurden dann von dem Rohrabschnitt zwei Ringproben abgetrennt und jeweils in einem Ringfaltversuch geprüft.

Anschließend wurde der leakagebehaftete Rohrabschnitt in Längsrichtung aufgetrennt

und die Innenoberflächen visuell begutachtet und fotografisch dokumentiert. Von der Rohraußenseite und der Rohrinneenseite wurden Belagsproben präpariert und mittels der im Rasterelektronenmikroskop (REM) integrierten energiedispersiven Röntgenmikrosonde (EDX) hinsichtlich ihrer elementaren Zusammensetzung semiquantitativ analysiert. Im weiteren Verlauf wurde der Schadbereich herausgetrennt, gereinigt und mittels REM begutachtet. Aus dem Schadbereich wurde eine Schliffprobe präpariert und metallografisch untersucht. Zudem wurde außerhalb des Schadens eine Schliffprobe entnommen und analysiert. Die beiden Schliffproben wurden auch hinsichtlich Korrosionserscheinungen auf der Rohraußenseite und der Rohrinneenseite begutachtet. Des Weiteren wurde anhand der Schliffproben die Restwanddicke des Rohres gemessen.

Zur Bestimmung der mechanischen Eigenschaften wurden aus den Rohrhalbschalen insgesamt drei Zugproben gefertigt und in Zugversuchen bei Raumtemperatur geprüft. Ebenso wurden zwei Ringfaltversuche gemäß DIN EN ISO 8492 und DIN EN 10208-2 durchgeführt. Dabei wurden die zwei Ringproben jeweils in drei Schritten gefaltet, bis sich die gegenüberliegenden Rohrwände berührten.

Die chemische Zusammensetzung des Rohrwerkstoffs wurde mittels Spektralanalyse bestimmt.

#### **4.2.2 Lichtoptische Begutachtung**

Die nachstehenden Bilder dokumentieren den leakagebehafteten Rohrabschnitt im Anlieferungszustand. Bild 5 zeigt das entnommene Rohrstück, Bild 3 den mittleren Bereich mit der Leckstelle. Die beiden Rohrenden weisen eine nahezu saubere Außenoberfläche und lokal feine Korrosionsmulden auf, Bilder 2 und 4.

Im mittleren Rohrbereich (Bild 3) konnten flächig dunkle Beläge auf der Rohraußenseite dokumentiert werden. Wie bereits erwähnt, wies die Rohraußenseite zum Zeitpunkt der Anlieferung keine Schutzschicht aus Bitumen mehr auf. An dem Rohrabschnitt konnte im Bereich der dunklen Beläge und dort in ca. 3 bis 4 Uhr-Position (Richtung Tanklager 311) eine deutliche lokale Beschädigung (Schadensstelle) festgestellt werden, Bilder 5 bis 7. So weist die Rohraußenseite einen ca. 70 mm langen und in Rohrumfangsrichtung orientierten grabenförmigen Materialabtrag auf, Bild 7. Im unteren Bereich dieser Unregelmäßigkeit wurde ein ca. 18 mm langes Loch mit einem lichten Durchmesser von ca. 5 mm in der Rohrwand dokumentiert.

Anschließend wurde der Rohrabschnitt in insgesamt 6 Rohrhälbschalen zertrennt. Die ungereinigten Rohrinneisen weisen ganzflächig voluminöse braune und fest anhaftende Beläge auf, wie die Bilder 11, 12 und 15 beispielhaft zeigen.

Die ungereinigte Rohraußenseite weist im Bereich des grabenförmigen Materialabtrags rostbraune Beläge auf, Bild 14. Im Bereich des Wanddurchbruchs sind die Rohroberflächen überwiegend belegt, Bild 17. Die im Leckagebereich signifikant ausgedünnte Rohrwand ist auf Bild 20 gezeigt.

Der Leckagebereich im gereinigten Zustand ist in den Bildern 23 und 26 beispielhaft dargestellt und hat das typische Erscheinungsbild einer Muldenkorrosion, Bild 23. Die Rohraußenseite weist nach dem Entfernen der Beläge zahlreiche Korrosionsmulden auf, Bild 21. Im Schadbereich ist die Rohrwand deutlich ausgedünnt und zeigt weitere Korrosionsmulden. Zudem wurde unterhalb des Wanddurchbruchs ein weiteres durch Korrosion entstandenes Loch in der Rohrwand festgestellt, Bild 26. Nach der Reinigung erscheint nur ein Teil der ausgedünnten Rohrwand metallisch blank, was darauf schließen lässt, dass es sich hierbei um relativ neue Schadstellen handelt. Dagegen lassen die trotz Reinigung dunklen Bereiche vermuten, dass diese Korrosionsangriffe schon länger zurückliegen.

Die Gegenüberstellung von Bild 14 und Bild 21 verdeutlicht den durch den Reinigungsprozess vergrößerten Wanddurchbruch an der Leckstelle. Relevant für die Berechnung der Austrittsmenge ist die ursprüngliche Leckgröße vor der Reinigung.

Bild 5: Seitenansicht des entnommenen Rohrs

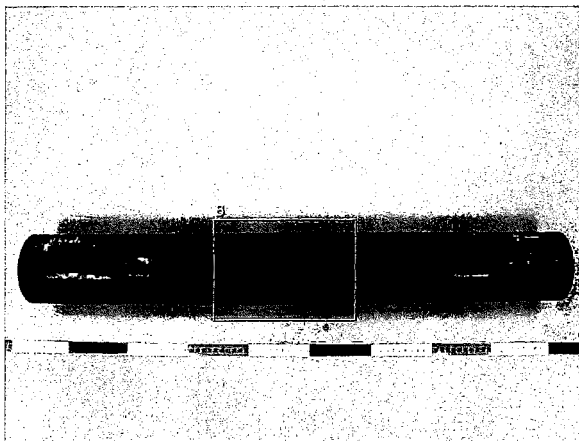


Bild 3: Teilansicht des entnommenen Rohres

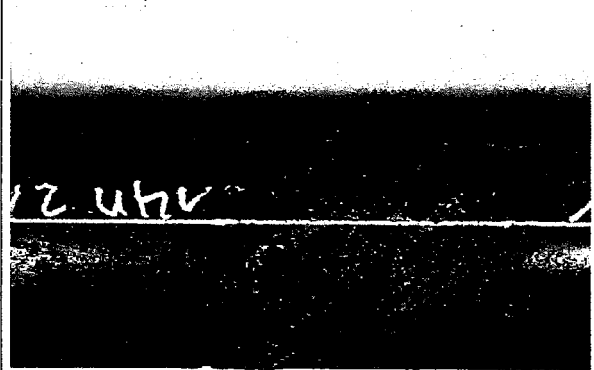


Bild 2: Teilansicht des entnommenen Rohres

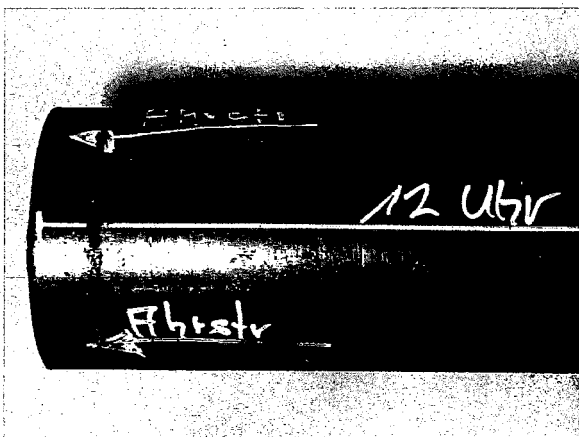


Bild 4: Teilansicht des entnommenen Rohres

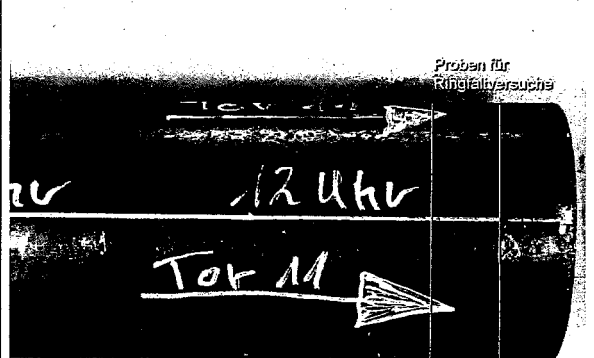


Bild 6: Detail aus Bild 5

Leckagebereich auf der Rohraußenseite

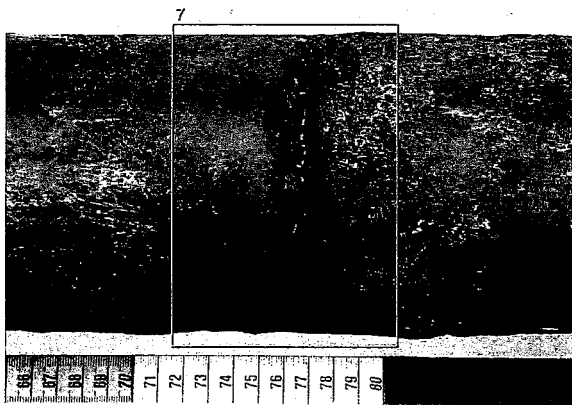


Bild 7: Detail aus Bild 6

Grabenförmiger Materialabtrag mit ca. 18 mm  
langem Loch

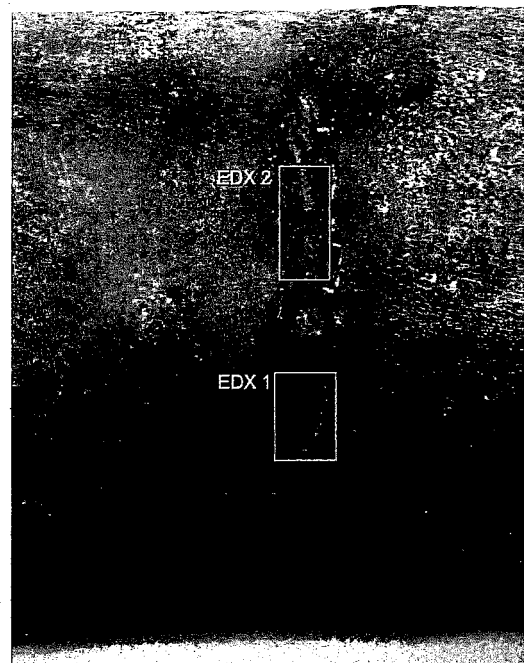


Bild 11: Innenansicht einer Rohrhalschale

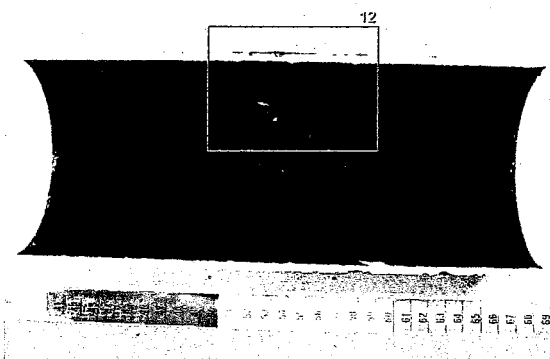


Bild 12: Innenansicht des Schadbereiches

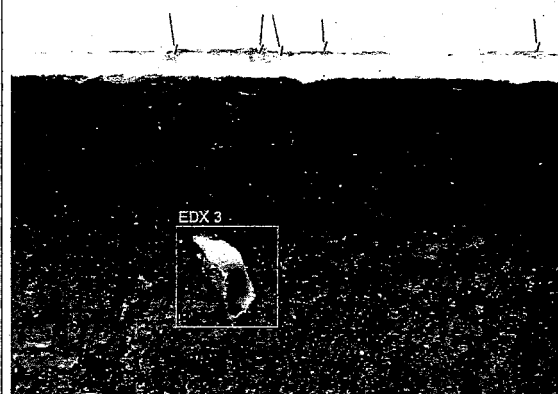


Bild 14: Rohraußenwand ungereinigt

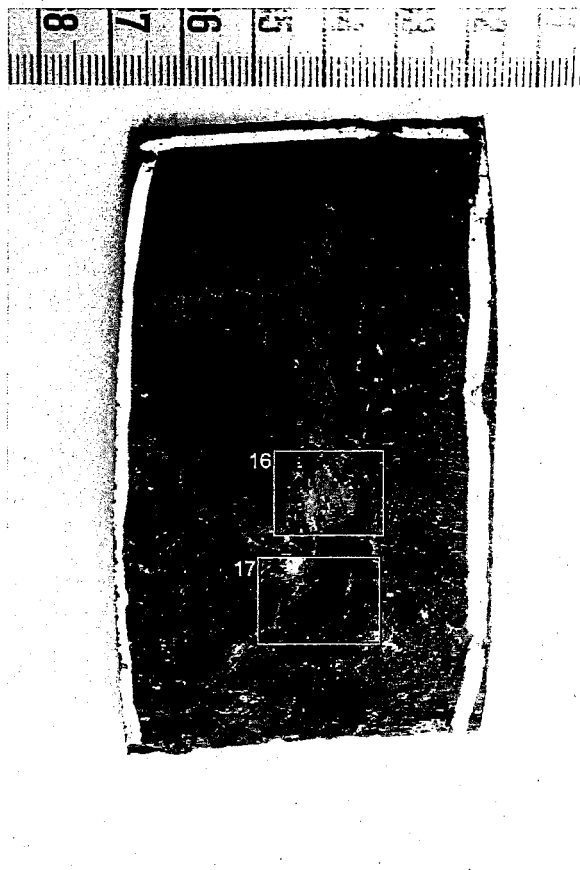


Bild 21: Außenoberfläche gereinigt

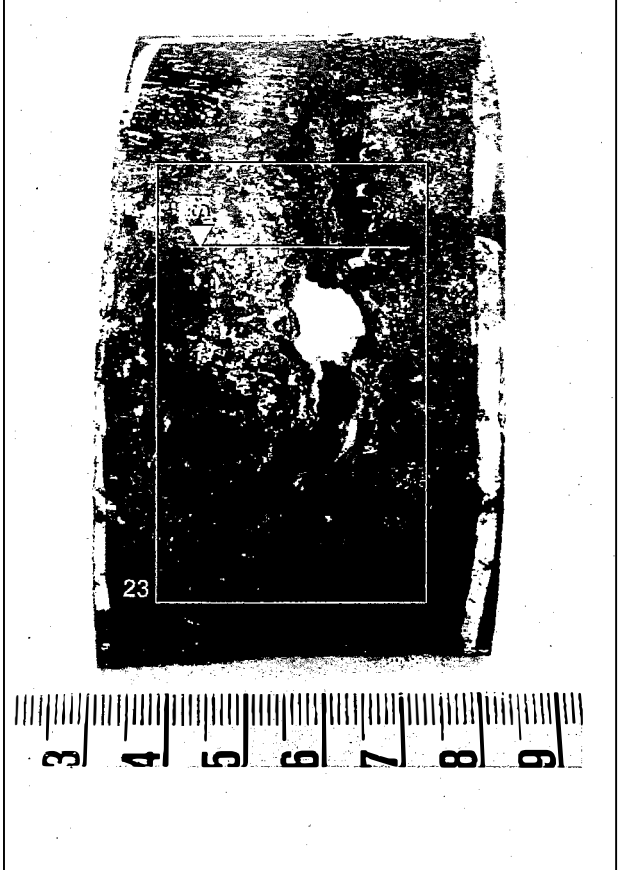


Bild 16: Ausschnitt aus Bild 14

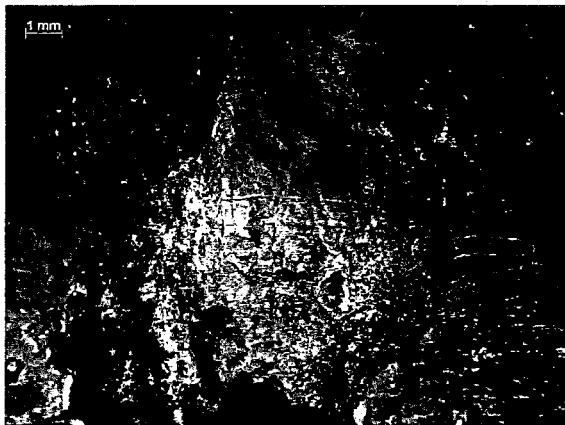


Bild 17: Ausschnitt aus Bild 14

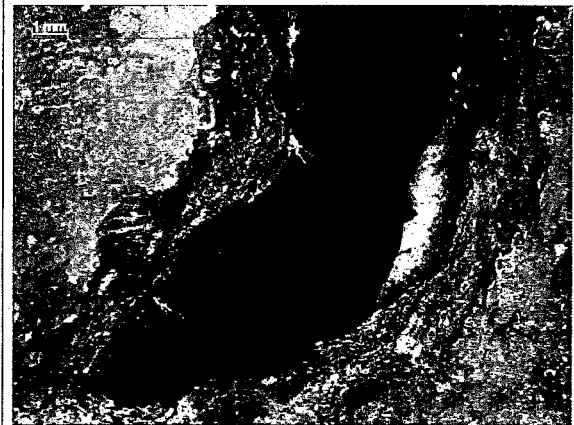


Bild 15: Rohrrinnenwand ungereinigt

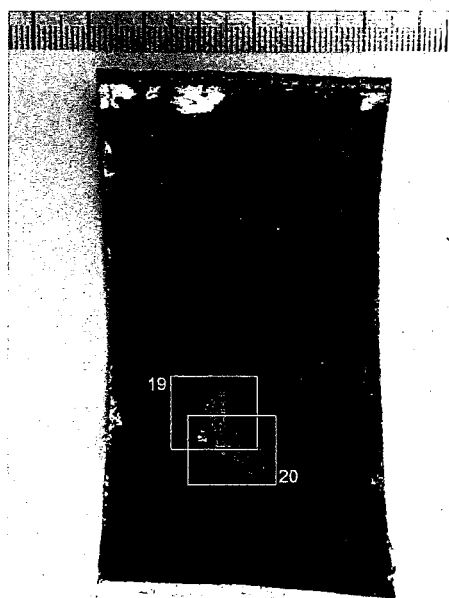


Bild 20: Ausschnitt aus Bild 15



Bild 23: Rohraußenseite (gereinigt)

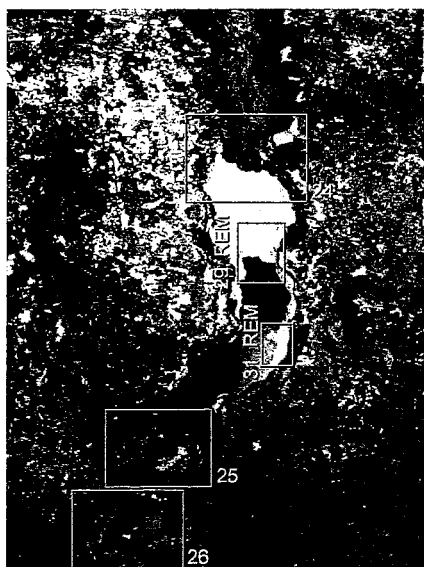
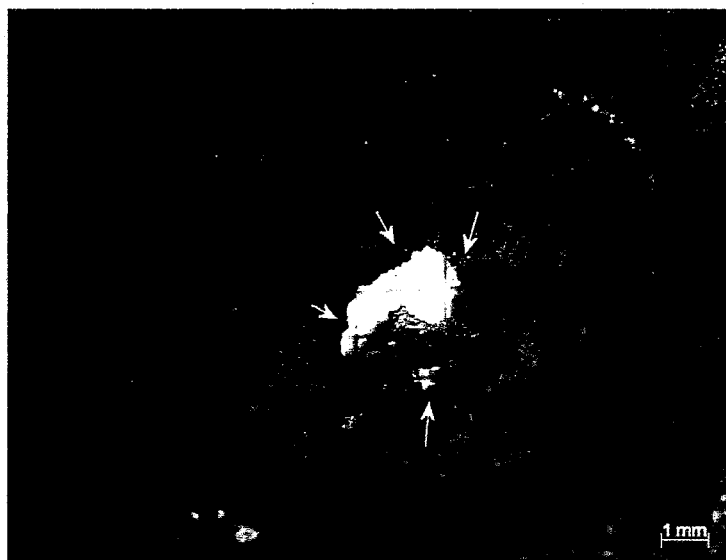


Bild 26: Muldenkorrosion (gereinigt)



### **4.2.3 Rohrmaterial und seine mechanischen Eigenschaften**

Zur Bestimmung des Rohrmaterials wurden die mechanischen Kennwerte bestimmt sowie eine Materialanalyse durchgeführt. Wie die Ergebnisse des Zugversuchs zeigen, entspricht der Werkstoff der geprüften Zugproben hinsichtlich der Streckgrenze  $R_{eH}$  und der Bruchdehnung  $A$  einem unlegierten Stahl der Qualität 1.0308 (St 35) gemäß DIN 2391 (1957).

Die Ergebnisse der Ringfaltversuche zeigen, dass nach dem Falten an den zwei Ringproben keine Auffälligkeiten wie z.B. Risse, Brüche oder Dopplungen festzustellen sind.

Auch die Spektralanalyse zeigt, dass der Rohrwerkstoff hinsichtlich seiner elementaren Zusammensetzung annähernd einem Stahl der Qualität 1.0308 (St 35) gemäß Stahl-Eisen-Liste (8. Auflage von 1990) entspricht.

Weitere Details zu den durchgeführten Untersuchungen können im Untersuchungsbericht der TÜV Rheinland Werkstoffprüfung GmbH [18] nachgelesen werden.

## **5 Schadensursache und Schadensausmaß**

### **5.1 Erscheinungsbild der Leckage**

Auf der Außenoberfläche des betroffenen Rohrabschnitts der Rohrleitung 7 wurde in ca. 3 bis 4 Uhr-Position eine ca. 70 mm lange und in Rohrumfangsrichtung orientierte Beschädigung mit Leckage festgestellt. Bei der Leckage handelt es sich um einen grabenförmigen Materialabtrag, der lokal zu einer deutlichen Reduzierung der Rohrwanddicke geführt hat. Im unteren Bereich dieser Unregelmäßigkeit ist die Rohrwand signifikant ausgedünnt und weist Korrosionsmulden auf. In diesem Bereich hat der Materialabtrag auf einer Länge von ca. 18 mm bereits zum Wanddurchbruch geführt. Der lichte Durchmesser dieser Leckage beträgt ca. 5 mm. Anzumerken ist, dass die Bitumenschutzschicht des entnommenen, ca. 80 cm langen Rohrstückes zum Zeitpunkt der Ausgrabung nicht mehr vorhanden war. Diese wurde offensichtlich durch den ausströmenden Treibstoff ab- bzw. aufgelöst.

Die Ausmessung des Wanddurchbruchs ergibt im ungereinigten Zustand eine Fläche von  $68 \text{ mm}^2$ , im gereinigten Zustand eine Fläche von  $98 \text{ mm}^2$ . Der im Zuge des Reinigungsprozesses entstandene kleinere Korrosionsdurchbruch hat eine Fläche von ca. 3,5 bis  $4 \text{ mm}^2$ .



## **5.2 Ergebnis der Laboruntersuchungen**

### **5.2.1 Rohrwerkstoff**

An dem untersuchten Rohrgrundwerkstoff konnten keine schadensursächlichen Auffälligkeiten festgestellt werden. So entspricht der Rohrwerkstoff hinsichtlich seiner chemischen und seiner mechanischen Eigenschaften annähernd einem unlegierten Stahl der Qualität 1.0308 (St 35) gemäß DIN 2391 (1957) und gemäß Stahl-Eisen-Liste (8. Auflage von 1990). Anzumerken ist, dass dem IfM keine eindeutige Werkstoffvorgabe vorlag. Das Gefüge besteht aus feinkörnigem Ferrit und ca. 10% Perlit und weist stellenweise nichtmetallische Einschlüsse auf.

### **5.2.2 Schadensart: Außenkorrosion**

Wie die Ergebnisse der Laboruntersuchungen schließen lassen, handelt es sich bei dem Schaden bzw. bei der Leckage an dem Rohrabschnitt um eine von der Rohraußenseite ausgehende Muldenkorrosion. So konnten im Rahmen der REM-Untersuchungen deutliche Korrosionsangriffe im Bereich der signifikant ausgedünnten Rohrwand festgestellt werden. Wie die Ergebnisse der REM-Untersuchungen weiterhin zeigen, konnten im untersuchten Schadbereich keine Materialanschmelzungen festgestellt werden, die auf Funkenschlag, Stromübergang oder ähnliche Schädigungen hinweisen. Untermauert wird der Befund einer Muldenkorrosion durch die Ergebnisse der metallografischen Schliifuntersuchungen. So konnten oberhalb des Wanddurchbruchs deutliche von der Rohraußenseite ausgehende Korrosionsangriffe festgestellt werden. Diese Korrosionsangriffe haben die Rohrwand in der untersuchten Schliiffebene lokal auf eine Restwanddicke von nur ca. 0,6 mm reduziert. Laut Angaben betrug die Rohrwanddicke ursprünglich 4 mm. Auf der Rohraußenoberfläche neben dem Schadbereich konnten zahlreiche weitere muldenförmige Korrosionsangriffe dokumentiert werden.

Wie die Ergebnisse der EDX-Analysen zeigen, konnten sowohl im Schadbereich als auch in den Belägen auf der Rohrinneinnenseite außerhalb des Schadens die Korrosionsprodukte des Rohrwerkstoffs und deutliche Gehalte des Elements Chlor (Cl) als Hinweis auf Chloride nachgewiesen werden. Als mögliche Quelle der korrosionsfördernden Chloride in den Belägen auf den Rohrinneinnenseiten kann das in der Vergangenheit geförderte salzhaltige Kavernenbenzin genannt werden. Wie die Ergebnisse der metallografischen Schliifuntersuchungen belegen, haben die Chloride auf den Rohrinneinnenseiten auch bereits zu muldenförmigen

gen Korrosionsangriffen geführt. So wurde im Rahmen der metallografischen Schliffuntersuchungen in diesem Bereich bzw. in der untersuchten Schliffebene eine minimale Restwanddicke von ca. 2,8 mm gemessen.

### **5.3 Schadensausmaß**

#### **5.3.1 Auswertung der Messprotokolle**

Zur Feststellung der freigesetzten Stoffmenge wurden folgende Messprotokolle ausgewertet:

- Aufzeichnung der Füllstände der Tanks 225 und 228 von November 2011 bis März 2012 [8], [19]
- Exceltabelle mit Daten über Druck- und Durchflussmessungen von der Rohrleitung 7 vom 27.01.2012 bis zum 26.02.2012 [21]

#### **5.3.2 Abschätzung der Austrittsmenge**

##### **5.3.2.1 Auftrittsdauer**

Die Auswertung der aufgezeichneten Tankstände der Tanks T 225 und T 258 ergaben seit Anfang Februar 2012 zeitlich abfallende Gradienten der Füllstände, die nicht alleine durch die Abkühlung des Mediums zu erklären waren. Dieses Phänomen fiel bei ruhender Lagerung (weder Entnahme noch Füllung) erstmalig am 01. Februar 2012 auf [8]. Vergleiche mit den Betriebsaufzeichnungen seit November 2011 zeigen deutlich waagerechtere Gradienten. Der Zeitpunkt der eingetretenen Leckage wurde anhand der im laufenden Betrieb kontinuierlich aufgezeichneten Betriebsdaten ermittelt. Allerdings sind kleine (schleichende) Leckagen, die schon zu einem früheren Zeitpunkt, frühestens jedoch nach der letzten Dichtheitsprüfung aufgetreten sein könnten, während der Förderpausen aus der Messung der Höhe des Füllstandes in den Tanks, aufgrund ihrer großen Flüssigkeitsoberfläche oder während des Förderbetriebes aus der Mengenummessung, aufgrund der Messunsicherheit der eingesetzten Messeinrichtung, anhand der Betriebsdaten nicht erkennbar. Die letzte wiederkehrende Druck- und Dichtheitsprüfung nach dem Druck-Temperaturverfahren (D-T-Verfahren mit Ablassstest) wurde am 07.12.2010 durchgeführt und stand in 2012 erneut an. Die letzte betriebliche, dreimonatliche Dichtheitsprüfung wurde am 18. November 2011 durchgeführt. Am 26.02.2012 wurde die Leitung abgesperrt und im Folgenden geprüft, entleert und die Leckage freigelegt.

Entsprechend den vorgelegten Daten ist von einer Austrittsdauer des Mediums aus der Leckstelle von insgesamt 25 Tagen auszugehen. Denn belastbare, quantitative Aussagen über zu einem früheren Zeitpunkt eingetretene nicht bemerkte kleinere Leckagen oder über eine mögliche zeitliche Entwicklung der Leckgröße, können weder aus den vorgelegten PLT-Aufzeichnungen, noch aus den Laboruntersuchungen am korrodierten Rohr hergeleitet werden (siehe Kapitel 6.2) [18]. Daher wird für die angesetzte Dauer der Leckage von der vollen vorgefundenen Leckgröße ausgegangen.

Während der Zeitdauer der Leckage sind zwei Situationen zu unterscheiden, einmal die Zeit, in der über die Rohrleitung Nr.7 von jeweils einem der Tanks T 225 oder T 228 in den Tank T 299 im Tankfeld 311 gefördert wird, zum anderen die Zeit der Förderpausen, in denen die Rohrleitung Nr.7 ausschließlich unter dem hydrostatischen Druck eines der Tanks T 225 oder T 228 steht [21].

### **5.3.2.2            Ermittelte Austrittsmenge aus den Prozessdaten und aus Berechnungen**

Die im Prozessleitsystem aufgezeichneten Daten ergaben, dass die Leitung während der zu betrachtenden 600 Stunden sich an 152 Stunden im Förderbetrieb mit einem durchschnittlichen Druck von ca. 2,4 bar befand und an 176 Stunden unter dem hydrostatischen Druck eines der gefüllten Tanks von im Mittel 1,6 bar stand.

In den restlichen 272 Stunden war die Rohrleitung Nr.7 jeweils mit demjenigen der beiden Tanks verbunden, in den nicht gefördert wurde, wobei eine Entnahme über andere Leitungen als Rohrleitung Nr.7 möglich war. Genauere Informationen hierzu sind den betrieblichen Aufzeichnungen nicht zu entnehmen.

Der Volumenverlust während der Förderzeiten wurde aus der Mengendifferenz der Mengemesseinrichtung auf beiden Seiten der Rohrleitung Nr.7 ermittelt. Die Verluste während der Förderpausen aus den jeweils ruhenden Tanks wurde aus den Füllstandsgradienten der Füllstandsanzeigen bei vollgefülltem Tank ermittelt. Die Tankstandsabsenkungen während der Ruhephase resultieren aus der Abkühlung des warm eingefüllten Mediums und dem Leckverlust. Zur Verlustbestimmung wurde die Volumenreduzierung durch Abkühlung herausgerechnet.

Entsprechend den Auswertungen ergeben sich damit folgende Austrittsmengen:

Mengenverlust während der Förderung aus den Tanks T225/T228 über Ltg.7 in das Tanklager Bau 311: 375 m<sup>3</sup> während 152 h (aus PLT-Daten)

Mengenverlust während der Förderpausen aus den gefüllten, mit Ltg.7 verbundenen Tanks : 268 m<sup>3</sup> während 176 h (aus PLT-Daten)

Berechneter Mengenverlust während der übrigen Zeit aus den Tanks bei offener Verbindung zur Ltg.7: 414 m<sup>3</sup> während 272 h

Zur Berechnung des Mengenverlustes wird für alle Förderpausen ein Druck von 1,6 bar (gefüllter Tank) angesetzt. Die relevanten Parameter der anzusetzenden Ausflussformel, wie Ausflussziffer und Druckdifferenz, werden unter Beachtung der Leckgröße anhand der sich aus den PLT Aufzeichnungen ergebenden Mengenverlusten zurückgerechnet.

### **5.3.2.3 Quellterm (Leckstrom) und freigesetztes Volumen**

Der Austritt des Mediums Jet A-1 erfolgte aus der dargestellten ungereinigten Leckstelle. Die Vermessung der Leckstelle ergibt eine Fläche von 68 mm<sup>2</sup> mit einem Umfang von 35 mm. Durch den Reinigungsprozess vergrößerte sich die Leckstelle wegen der verbliebenen sehr geringen Restwanddicke auf 89 mm<sup>2</sup> mit einem Umfang von 43 mm. Diese Größen sind jedoch für die Verlustrechnung nicht relevant.

Bei der Freilegung der Leitung wurde die Leckstelle nicht freigespült vorgefunden, sondern an dieser wurde vielmehr eine festgebackene Bodenanhaftung vorgefunden, so dass nicht von einem freien ungehinderten Austritt des Mediums aus dem Leck auszugehen war. Dem Anschein nach ist das Medium entlang der Rohroberfläche ausgetreten, wobei sich die Bitumenisolierung großflächig gelöst und teilweise aufgelöst hat. Die anzusetzende Berechnungsformel zur Ermittlung des austretenden Massenstroms lautet demnach:

$$m/t = C_d \cdot A [2 \Delta p \cdot \rho]^{1/2} \cdot 10^{-3}$$

m/t	Massenstrom des austretenden Stoffes in kg/s
C <sub>d</sub>	Ausflussziffer (Anpassung an gemessenen Volumenstrom)
A	Austrittsfläche in mm <sup>2</sup>
Δp	Druckdifferenz (Anpassung an gemessenen Volumenstrom) in MPa
ρ	Dichte des austretenden Mediums: 800 kg/m <sup>3</sup>

Die Berechnung des aus Rohrleitung Nr.7 der Nordtrasse der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling, ausgetretenen Volumens an Jet-A1 ergibt ca.  $1057\text{m}^3$ , entsprechend einer Menge von 846 Tonnen unter Einbeziehung der Dichte von  $800\text{kg/m}^3$ . Dies entspricht einem durchschnittlich austretenden Volumenstrom von  $1,76\text{m}^3/\text{h}$  über 600h.

## **6 Ursache der Außenkorrosion**

### **6.1 Korrosionsmechanismen**

Der Werkstoff unterirdisch verlegter Rohrleitungen wird vor Korrosion einerseits durch eine Umhüllung (Isolierung) aus wasserundurchlässigen Materialien und andererseits durch eine kathodische Korrosionsschutzanlage (KKS-Anlage) geschützt. Ein Korrosionsschaden kann nur erfolgen, wenn die Umhüllung beschädigt ist und die KKS-Anlage die jeweils festgelegten Anforderungen zum Schutz der Rohrleitung nicht erfüllt. Daraus folgt, dass auch eine unversehrte Umhüllung die Rohrleitung vor Korrosion schützt. Die Aufgabe der KKS-Anlage ist es, den Rohrleitungswerkstoff in Bereichen auftretender Isolationsfehler vor Korrosion zu schützen. Um die zur Korrosion führenden chemischen Vorgänge an den Isolationsfehlstellen zu unterbinden, bzw. stark zu verlangsamen, muss die zu schützende Rohrleitung relativ zu ihrer Umgebung (d.h. den eingebrachten Anoden) auf ein vorgegebenes negatives Potential gelegt werden. Ob die KKS-Anlage den jeweils erforderlichen Anforderungen genügt wird durch regelmäßig durchgeführte jährliche Messungen nachgewiesen.

Dieser Nachweis ist insbesondere erforderlich, wenn die Schutzwirkung der KKS-Anlage durch umgebungsbedingte Faktoren beeinträchtigt werden kann, wie z.B. durch lokal im Erdreich auftretende Streuströme oder durch Wechselströme, ausgehend von Hochspannungsleitungen oder elektrischen Schienenfahrzeugen.

Im Bereich des aufgetretenen Korrosionsschadens ist die Beeinflussung der KKS-Anlage für die Shell Nordtrasse durch andere geschützte Anlagen, hier z.B. durch den lokalen kathodischen Korrosionsschutz (LKS-Anlage; heute im Regelwerk als „komplexe kathodische Korrosionsschutzanlage“ bezeichnet) in den die Leitungen und Tankanlagen im Tankfeld Bau 311

eingebunden sind, möglich. Dadurch kann die Wirkung des kathodischen Korrosionsschutzes der in der Shell Nordtrasse verlaufenden Rohrleitungen lokal eingeschränkt oder sogar wirkungslos werden. In ungünstig gelagerten Fällen, wenn aufgrund konkurrierender Schutzanlagen, zwischen zu schützenden Objekten eine Potentialdifferenz besteht, kann es durch Streuströme zu hohen Korrosionsraten an den zu schützenden Objekten mit positiverem Potential kommen. Um Klarheit über die Ursache des Korrosionsschadens zu bekommen, müssen die lokalen Einflussparameter ermittelt werden. Dazu sind spezielle elektrische Messungen notwendig, die an den Rohrleitungen und entlang des Rohrleitungsverlaufes vorzunehmen sind; dazu gehört z.B. die sogenannte Intensivmessung. Bei dieser Messung wird einerseits die elektrische Spannung zwischen der Rohrleitung und einer auf Erdgleiche über der Rohrleitung aufgestellten Elektrode - das sogenannte Potential - sowie die elektrische Spannung zwischen dieser Elektrode und einer weiteren, entfernt aufgestellten gleichartigen Elektrode - der sogenannte Potentialgradient - aufgenommen. Aus dem Ergebnis kann zum Einen auf die Wirksamkeit des KKS geschlossen werden und zum Anderen auf Fehlstellen in der Umhüllung der Rohrleitung sowie auf Fremdstromeinflüsse, die die Wirkung des kathodischen Korrosionsschutzes mindern. Die so ermittelten Fehlstellen müssen nachisoliert und untersucht, die Fremdeinflüsse behoben werden.

## **6.2 Erkenntnisse aus den Laboruntersuchung an Leitung 7**

Aufgrund der am Rohr durchgeführten Untersuchungen muss als mögliche Schadensursache eine Kombination aus einer Fehlstelle in der Bitumenschicht und einer zumindest lokalen temporären Beeinträchtigung des kathodischen Korrosionsschutzes (KKS) der Rohrleitungen genannt werden. Die lokale Fehlstelle in der Bitumenschicht kann z.B. durch eine mechanische Beschädigung der Schutzschicht im Sandbett verursacht worden sein. So ist zu vermuten, dass die ursprüngliche Fehlstelle in der Bitumenschicht hinsichtlich ihrer Größe und Form ähnlich der vorgefundenen korrosiven Schädigung auf der Rohraußenseite aussah. Zudem lassen die voluminösen Beläge auf der Rohraußenseite im Bereich der Schadstelle und die darunter festgestellten Korrosionsmulden vermuten, dass die Bitumenschicht, ausgehend von der lokalen Fehlstelle, im Laufe der Zeit korrosiv unterwandert wurde.

Anhand der Ergebnisse der Laboruntersuchungen können keine belastbaren Aussagen über den zeitlichen Verlauf der korrosiven Schädigung an dem Rohr gemacht werden. Die teilweise trotz Reinigung noch dunklen und stark belegten Oberflächen im Schadbereich lassen je-

doch vermuten, dass die lokalen muldenförmigen Korrosionsangriffe an der Rohraußenseite bereits über einen längeren Zeitraum erfolgt sind und schließlich zu der signifikanten Ausdünnung der Rohrwand bis zur anschließenden Leckage führten. Ebenso kann auf der Basis der festgestellten muldenförmigen Korrosionsangriffe nicht ausgeschlossen werden, dass bereits vor dem Feststellen der vorliegenden Leckage örtlich kleinere korrosionsbedingte Leckagestellen in der Rohrwand vorlagen, durch die das Medium austreten konnte [18].

### **6.3 Innenkorrosion**

Die Laboruntersuchungen zeigen an Rohrleitung Nr.7 auch innere Korrosionsangriffe. Diese erfolgten vermutlich in der Zeit ab etwa Mitte der 1980er Jahre, als die Leitung zur Förderung von Kavernenbenzin diente. Seit der Nutzungsänderung des Tanks T-299 einschließlich der zugehörigen Anlagenteile zur Lagerung von Flugturbinenkraftstoff Jet A1, dient die Rohrleitung Nr.7 ausschließlich der Förderung von Jet A1, welches auf den im Zuge der Laboruntersuchung festgestellten Rohrwerkstoff (entsprechend St35) nicht korrosiv wirkt, wie sich aus langjähriger betrieblicher Praxis zeigt. Eine fortschreitende Innenkorrosion der Leitung ist damit vernünftigerweise auszuschließen. Der kathodische Korrosionsschutz bietet keinen Schutz vor Innenkorrosion.

### **6.4 KKS Messungen auf der Trasse und Befunde der Aufgrabungen**

#### **6.4.1 KKS Messungen**

Um den Grund der Außenkorrosion an Rohrleitung Nr.7 zu ermitteln, wurde als Sondermessung eine Intensivmessung entlang der Shell Nordtrasse durchgeführt. Dabei wurden die Potentialgradienten und die Rohr-/Bodenpotentiale entlang des Trassenverlaufs ausgemessen. Diese Messung dient einerseits zum Auffinden von Fehlern an den Rohrleitungsumhüllungen und erfasst sämtliche an die KKS-Anlage angeschlossenen Rohrleitungen, andererseits zur Beurteilung der Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes und zeigt Beeinflussungen durch Fremdanlagen auf. Im Nahbereich des Tanklagers 311, im Bereich der Waldstraße bis zur Kreuzung Ahrstraße, wurden Wechselwirkungen zwischen der das Tanklager schützenden LKS-Anlage und der die Rohrleitungen in der Shell Nordtrasse schützenden KKS-Anlage festgestellt, die Anlass zu der Vermutung gaben, dass die Wirkung des KKS auf die Rohrleitungen in der Nordtrasse beeinträchtigt sein könnte. Zur Verifizierung der Messergebnisse wurden Aufgrabungen durchgeführt.

#### **6.4.2 Befunde und Ergebnisse der Aufgrabungen**

Im Zuge der ersten Aufgrabungen wurde in unmittelbarer Nähe der Schadensstelle an Rohrleitung Nr.7 eine die Nordtrasse querende, mit dem LKS System des Tanklagers verbundene Wasserleitung gefunden. Die Isolierung dieser Leitung war beschädigt und zeigte sich an diesen Stellen ohne erkennbare Korrosion metallisch blank.

Das Schadensbild an Rohrleitung Nr.7 ist typisch für einen Korrosionsangriff infolge von Streuströmen zwischen eingerdeten Rohrleitungen mit bestehender Potentialdifferenz, wodurch bei der auf positiverem Potential liegenden Leitung, hier Rohrleitung Nr.7, an Isolationsfehlstellen Korrosion auftritt, die auf negativerem Potential liegende Leitung, hier die Wasserleitung, hingegen an ihren Isolationsfehlstellen metallisch blank, ohne Korrosion bleibt. Weitere Untersuchungen an gleicher Stelle zeigten auch an den Rohrleitungen Nr.4 und Nr.5, die auf dem gleichen Schutzpotential wie Rohrleitung Nr.7 liegen geringfügige, streifenförmige Korrosionsstellen [38].

Damit war zu entscheiden, ob es sich bei dem Korrosionsschaden ursächlich um eine Wechselwirkung zwischen der durch das LKS System des Tanklagers geschützten, die Trasse querenden Wasserleitung und der durch das KKS System geschützten Rohrleitungen handelt, so dass damit die Ursache des Schadens an Rohrleitung Nr.7 als ein singuläres Ereignis gefunden ist, oder ob es sich um ein generelles Problem von gegenseitiger Beeinflussung zwischen der KKS- und der LKS-Anlage handelt.

Deshalb wurden im Nahbereich des Tanklagers Bau 311 und damit im Einflussbereich des LKS weitere Aufgrabungen vorgenommen. Die Reihenfolge der Aufgrabungen erfolgte entsprechend einer Prioritätenliste, die die Ergebnisse der durchgeführten Intensivmessung berücksichtigte. Die Aufgrabungsorte wurden mittels einer Feineinmessung festgelegt, bei der Kriterien berücksichtigt werden, die aus einer Korrelation zwischen der Fremdbeeinflussung der Rohrleitungen (hier durch den LKS) und den ausgemessenen Fehlstellen folgen. Insgesamt wurde die Trasse am Radweg vor der Querung der Ahrstraße sowie entlang der Waldstraße an 9 Stellen aufgegraben und die freigelegten Rohrleitungen untersucht. Dabei wurden an den Leitungen Fehlstellen in der Isolierung, entsprechend den Anzeigen der Intensivmessung gefunden [43].

Die visuelle Prüfung zeigte jedoch an allen Aufgrabungsstellen keine nennenswerten Korrosi-



onsangriffe an den Rohrleitungen. An den meisten Schadstellen der Isolierung wurden Calciumcarbonatablagerungen gefunden, die im Hinblick auf die im Boden ablaufenden chemischen Prozesse, als Merkmal für die Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes gewertet werden.

Das gleiche Ergebnis lieferten die Aufgrabungen am Parkhaus und am Kombergsschacht im Bereich des Aufpunktes Bau 298.

Fazit: Im Zuge der letzten durchgeführten wiederkehrenden Prüfungen der KKS- und LKS-Anlage, konnte die Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes für die in der Shell Nordtrasse verlegten Rohrleitungen, unter anderem wegen unzulässigen galvanischen Kontakten zu Erdungsanlagen, nicht zweifelsfrei nachgewiesen werden. Die anlässlich des Schadens an Rohrleitung Nr.7 durchgeführten Prüfungen haben jedoch gezeigt, dass die Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes für alle in der Trasse verlegten Rohrleitungen gegeben ist. Der Korrosionsschaden an der Rohrleitung Nr.7 ist damit nicht auf das Versagen der integralen Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes der Nordtrasse, sondern auf einen lokalen, diesen Schutz störenden äußeren Eingriff zurückzuführen. Als ein solcher Eingriff ist die Verlegung der vorgefundenen, die Rohrleitung Nr.7 kreuzenden Wasserleitung anzusehen. Diese Leitung ist nicht in das kathodische Korrosionsschutzsystem der Trassenleitungen eingebunden, sondern ist mit der LKS Anlage des Tanklagers verbunden, deren Schutzpotentiale nicht mit denen der KKS-Anlage korreliert sind. Da im Annäherungsbereich beide Leitungen Beschädigungen an ihren Isolierungen aufwiesen, kam es zwischen den sich auf unterschiedlichem Spannungsniveau befindenden, unisolierten Stellen der Rohrkörper zu einem Stromfluss, der zum Materialabtrag der sich auf positiverem Potential befindenden Rohrleitung Nr.7 führte. Damit ist dieser Schaden als ein singuläres Ereignis zu werten, das trotz des wirksamen integralen kathodischen Korrosionsschutzes, aufgrund einer lokalen äußeren Beeinflussung erfolgte. Der metallische Rohrwerkstoff der querenden Wasserleitung wurde im Kreuzungsbereich der Rohrtrasse mittlerweile durch Kunststoff ersetzt und die Isolierung an Rohrleitung Nr.7 erneuert, so dass an dieser Stelle keine schädigende Beeinflussung mehr zu besorgen ist.

## **7 Konformität**

### **7.1 Genehmigungssituation der Leitungen in der Shell Nordtrasse**

Die folgende Betrachtung bezieht sich auf die Leitungen 3, 4, 5, 7, 10, 11, 12 und 14, die in der sogenannten Shell Nordtrasse verlegt sind. Sie dienen der Weiterleitung von Mineralöl und Mineralölprodukten. Die Leitungen 18 und 17, die im Jahr 1987 in die Nordtrasse verlegt wurden, dienen dem Transport von Wasser bzw. Schmutzwasser und werden hier nicht näher betrachtet. Es wurden keine Untersuchungen vorgenommen, mit dem Ziel festzustellen, ob die durch die Rohrleitungen verbundenen Anlagen wie geplant und genehmigt gebaut wurden. Diese Anlagen sind nicht Gegenstand der von den Sachverständigen vorgenommenen Untersuchungen zur Schadensaufnahme und Ursachenfindung, sofern sie nicht ursächlich mit der Schadensursache zusammenhängen.

Eine Zusammenstellung der wesentlichen Leitungsdaten ist in der Tabelle „Leitungshistorie der Verbindungsleitungen der Trasse Nord“ [11] gegeben (siehe Anhang).

Bei den betrachteten Rohrleitungen handelt es sich um Altbestände aus den Kriegsjahren. Für die Leitungen 3, 4, 5 und 7 wird das Baujahr mit ca. 1942 angegeben, die Leitungen 10, 11, 12 und 14 wurden Ende der 1950er Jahre verlegt [17]. Wegen ihres Alters und der Bauzeit in den Kriegs-, bzw. frühen Nachkriegsjahren liegen aus diesen Zeiten keine Unterlagen über die materielle Ausstattung sowie über baubegleitende Prüfungen oder über Abnahmeprüfungen vor Inbetriebnahme vor.

Es liegen dem Sachverständigen folgende Bescheinigungen vor:

- Veränderungsanzeige für gewerbliche Anlagen [25], Union Rheinische Braunkohlen Kraftstoff, 8. August 1951, (in dem Bautenverzeichnis, Anlage 1, werden die Rohöltanklager BAU 298 und 311 aufgeführt),
- Genehmigungsurkunde [31] des Bezirksbeschlussausschusses Köln vom 01.07.1952, Az.: BA 3/S2G zum Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Primärstickstoff und Methanol,
- Antrag der UK an das GAA Bonn vom 23.1.61 [26] auf Genehmigung von Anlagen zur Treibstoffherzeugung, gewerbliche Anlagen gemäß §16 Absatz 4, Satz 1 der Gewerbe-

ordnung in der Fassung des Gesetzes zur Änderung der Gewerbeordnung vom 22.12.1959 – Vor dem 23.5.1949 errichtete Anlagen -, mit Vermerk des GAA Bonn vom 16.03.1961, (Kommentar des Sachverständigen: in der Liste der Treibstoffherstellungsanlagen ist das Tanklager Bau 311 enthalten),

- Erlaubnisbescheid des RP Köln [32] vom 26.10.87, Az.: 23.8603.4-1/87 über eine innerhalb des hier gegenständlichen Leitungsbündels neu verlegte Schmutzwasserleitung (Kommentar des Sachverständigen: In diesem Erlaubnisbescheid wird der Fortbestand der Gültigkeit der bestehenden Genehmigung erwähnt.) Der Antrag hierzu [33] weist auf seinen Anhang [34], in dem die bestehenden 7 Verbindungsleitungen und eine Reserveleitung (im Einzelnen die Leitungen mit den Nrn.: 3, 4, 5, 10, 11, 12, 14 und die Reserveleitung Nr.7) zwischen dem Tankfeld 311 und der Raffinerie, Aufpunkt Bau 298 beschrieben werden.
- Genehmigungsbescheid gemäß §15 in Verbindung mit §6 BImSchG zur wesentlichen Änderung des Tanklagers Bau 311 durch Umrüstung und Betrieb des TK 299 einschließlich der zugehörigen Anlagenteile zur Lagerung von Flugturbinenkraftstoff Jet A1, Genehmigungsbescheid 55.8851.9.2-81/93-A der Bezirksregierung Köln, vom 29.08.1994, [27]. (Kommentar des Sachverständigen: Die Genehmigung umfasst den Anschluss an eine vorhandene Werksverbindungsleitung zur Übernahme von Jet A1 aus der Raffinerie. Rohrleitung Nr.7 der Shell Nordtrasse ist die einzige Jet A1 fördernde Leitung, die die Raffinerie mit dem Tanklager Bau 311 verbindet und damit offensichtlich Gegenstand der Genehmigung.)

## **7.2 Regelwerkseinstufung**

Die frühesten vorliegenden Dokumente zu diesen Leitungen sind ein Prüfbericht [14] bzgl. der Leitungen 3, 5 und 7, ein Bericht über die Prüfung des äußeren Korrosionsschutzes an einem erdverlegten Rohrleitungsbündel [17] sowie eine Bescheinigung für die Leitungen 4, 10, 12 (damals: Rohöl) und 3, 5, 11, 14 (damals: leichtes Heizöl) [13], sämtlich im Jahr 1986 erstellt. Aus dem Jahr 1988 liegt eine weitere Bescheinigung für Leitung 7 vor [12]. In diesen Dokumenten werden die Leitungen als Verbindungsleitungen zum Befördern von brennbaren Flüssigkeiten gemäß §18 der VbF [22] und der TRbF 302 (RVF) [23] eingestuft. Verbindungsleitungen sind entsprechend der Definition im Abschnitt 1.1 der TRbF 302 *Rohrlei-*

*tungsanlagen für gefährdende Flüssigkeiten, die den Bereich eines Werksgeländes überschreiten und Anlagen verbinden, die in engem räumlichen und betrieblichen Zusammenhang miteinander stehen und nicht Teile von Anlagen (Zubehör) zum Lagern im Sinne des §19 g Abs.1 des WHG sind.* (Bemerkung: gemeint ist die Fassung des WHG zum Zeitpunkt der Gültigkeit der TRbF 302, hier in der Fassung vom Mai 2000). Damit werden die Anforderungen an die Verbindungsleitungen entsprechend der VbF und TRbF 302 festgelegt.

#### VbF – Verordnung über brennbare Flüssigkeiten

Die VbF fand vor dem Inkrafttreten der Betriebssicherheits- bzw. Rohrfernleitungsverordnung gemäß §9 u.a. Anwendung auf *Rohrleitungen für brennbare Flüssigkeiten, die den Bereich des Werksgeländes überschreiten und Anlagen verbinden, die im engen räumlichen und betrieblichen Zusammenhang stehen (Verbindungsleitungen)* und bedurften der Erlaubnis der zuständigen Behörde. Im Zusammenhang mit den hier zu beurteilenden Fakten sind weitere wesentliche Punkte: Nach §10 der VbF bedürfen wesentliche Änderungen einer erlaubnisbedürftigen Anlage der Erlaubnis. *Als wesentlich ist jede Änderungen anzusehen, die die Sicherheit der Anlage beeinträchtigen kann.* Nach §13 sind die Verbindungsleitungen als erlaubnisbedürftige Anlagen vor Inbetriebnahme, nach wesentlicher Änderung und vor Wieder-Inbetriebnahme, wenn der Betrieb länger als ein Jahr ausgesetzt war, von einem Sachverständigen zu prüfen. Die Prüffristen der wiederkehrenden Prüfungen betragen nach §15 der VbF für Verbindungsleitungen 2 Jahre. Die zugehörigen elektrischen Einrichtungen sind alle 3 Jahre zu prüfen.

#### TRbF 302 – Richtlinie für Verbindungsleitungen

Diese Richtlinie galt vor Inkrafttreten der TRbF 50 – „Rohrleitungen“ (Juni 2002), und fand zur Zeit der an den Verbindungsleitungen der Nordtrasse dokumentierten Prüfungen (Abnahmeprüfungen und wiederkehrende Prüfungen) ab 1986 Anwendung. Aus dieser Richtlinie werden im Folgenden nur die Punkte herausgearbeitet, die für die Betrachtung des Schadens Relevanz haben. Dabei geht es an dieser Stelle weniger um Themen der Materialbeschaffenheit und Auslegung der nunmehr vorhandenen Leitungen, als vielmehr um Nachweise der Integrität der Leitungen durch wiederkehrende Prüfungen, um Anforderungen an die Ausrüstung, insbesondere an die Sicherheitseinrichtungen, z.B. zur Verhinderung unzulässiger Drücke, um Einrichtungen zum Erkennen von Verlusten sowie um Maßnahmen der Leitungs-

überwachung.

Nach Nummer 10.2 müssen Einrichtungen vorhanden sein, *die selbsttätig verhindern, dass während des Förderbetriebes und der Förderpausen unzulässige Überdrücke auftreten. Die Eignung der Einrichtung ist nachzuweisen.*

Nach Nummer 10.6 (1) müssen Einrichtungen vorhanden sein, *mit deren Hilfe Verluste an Fördermedium während des Förderbetriebes und der Förderpausen festgestellt werden können, wenn der Verlauf der Verbindungsleitung nicht begehbar oder eine anderweitige Beobachtung nicht möglich ist. Vorhandene Druck- oder Mengenmessenrichtungen können hierzu herangezogen werden.*

Nach Nummer 10.6 (3) muss eine Einrichtung vorhanden sein, *mit deren Hilfe die Verbindungsleitung auf schleichende Undichtheiten überprüft werden kann. Auf diese Einrichtung kann verzichtet werden, wenn in regelmäßigen Abständen mit einer geeigneten Methode Dichtheitsprüfungen durchgeführt werden.*

Nummer 10.6 (4) *Die Eignung der Einrichtungen... ist nachzuweisen.*

Nummer 11.3 (1) *Die Verbindungsleitungen müssen auf Dichtheit und ordnungsgemäßen Zustand durch den Betreiber überwacht werden. Wenn gefördert wird, ist die Leitungsstrasse täglich einmal zu besichtigen. Wenn die Förderung ruht, die Verbindungsleitung aber mit Medium gefüllt ist, ist die Trasse zweimal im Monat zu besichtigen.*

Nummer 11.3 (2) *Die Verbindungsleitungen sind vierteljährlich einer Dichtheitsprüfung mit Fördermedium zu unterziehen. Diese Forderung ist auch erfüllt, wenn während der Förderpausen in gleichen Zeitabständen eine Druckhaltung zum Nachweis der Dichtheit durchgeführt wird...*

Nummer 11.3 (3) *Bei Verbindungsleitungen, die kathodisch geschützt sind, ist regelmäßig zu prüfen, ob das Schutzpotential erreicht wird. Die Betriebsbereitschaft von fremdstromgespeisten Anlagen oder von Streustromableitungen ist zu überwachen. Wegen der Durchführung der Prüfung und Überwachung wird auf die TRbF 521 verwiesen. Über die Ergebnisse der Überwachung sind Aufzeichnungen zu führen.*

Entsprechend der TRbF 302, Anhang A erstrecken sich die vom Sachverständigen wiederkeh-

rend durchzuführenden Prüfungen *insbesondere auf die bestimmungsgemäße Funktion der für die Sicherheit wesentlichen Einrichtungen nach Nummer 6.2 Abs.2 (KKS) und Nummer 10 der RVF (TRbF 302) ....., die Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutz, den ordnungsgemäßen Zustand und die Dichtheit der Verbindungsleitung.... Die Ergebnisse der betrieblichen Überwachung sind vom Sachverständigen zur Beurteilung heranzuziehen. Art und Umfang der wiederkehrenden Prüfungen richten sich nach dem Erlaubnis- und Genehmigungsbescheid sowie gegebenenfalls nach dem für den Einzelfall aufgestellten Prüfprogramm..* Der Sachverständige stellt über das Ergebnis seiner Prüfung eine Bescheinigung aus.

### **7.3 Abnahmeprüfungen**

Der Prüfbericht [14] bescheinigt den Leitungen 3, 5 und 7 aufgrund von Materialuntersuchungen eine Werkstoffqualität ähnlich des St35, wobei der Zustand der Rohrleitungen hinsichtlich Gefüge, Festigkeitswerten und Zustand als neuwertig angesehen werden könne. Die stichprobenweise Prüfung der Schweißnähte sowie der Bitumenisolierung lasse auf ein sorgfältiges Arbeiten bei der Verlegung schließen.

Die Bescheinigung [13] über die Abnahmeprüfung an Verbindungsleitungen zum Befördern von brennbaren Flüssigkeiten gemäß §18 der VbF enthält für die Leitungen 3, 4, 5, 10, 11, 12 und 14 die nachträglich durch den Sachverständigen durchgeführten Prüfungen zur Beurteilung der Leitungen. Prüfgrundlage war die TRbF 302, insbesondere deren Anhang A. Aufgrund der Prüfungen von Leitungsführung und -verlegung, Zustand der Rohrkörper, Werkstoffe, Bemessung der Rohrleitungen, Rohrleitungsteile und Armaturen, Festigkeits- und Dichtheitsprüfungen, Ausrüstung und Sicherheitseinrichtungen sowie Korrosionsschutz wurde festgestellt, dass die genannten Verbindungsleitungen die Grundlagen der VbF und TRbF 302 erfüllen.

Die Bescheinigung [12] über die Prüfung an einer Verbindungsleitung zur Freigabe des Förderbetriebes enthält die an der Leitung 7 durchgeführten Prüfungen zur Aufnahme des Förderbetriebes von Kavernenbenzin zur Wiederaufbereitung in der Raffinerie. Prüfgrundlage war die TRbF 302, insbesondere deren Anhang A. Aufgrund der Prüfungen von Leitungsführung und -verlegung, Zustand der verlegten Rohre einschließlich Schweißverbindungen, Werkstoffe, Bemessung der Rohrleitungen, Rohrleitungsteile und Armaturen unter Zugrundelegung der auftretenden Innendruckbelastung, Festigkeits- und Dichtheitsprüfungen, Ausrüstung und

Sicherheitseinrichtungen sowie Korrosionsschutz wurde festgestellt, dass die genannte Verbindungsleitung die Grundlagen der VbF und TRbF 302 erfüllt. Laut Bescheinigung wurden für Leitung 7 alle Betriebs- und Sicherheitseinrichtungen vorgesehen, wie sie auch für die übrigen Leitungen im Bündel (zum damaligen Zeitpunkt) vorhanden waren. In der ersten Betriebsphase war die bestimmungsgemäße Funktion der Ausrüstung und Sicherheitseinrichtung abschließend durch den Sachverständigen zu prüfen. Diese Prüfung erfolgte im Rahmen der Wiederkehrenden Prüfungen im Jahr 1989 [41].

Fazit: Die in der Nordtrasse verlaufenden genannten Mineralöle und deren Produkte fördernden Leitungen wurden laut den vorliegenden Bescheinigungen einer Abnahmeprüfung, bzw. Prüfung zur Freigabe für den Förderbetrieb gemäß VbF als Verbindungsleitungen entsprechend der TRbF 302 unterzogen. Darin wird die Konformität mit dem genannten Regelwerk festgestellt. Entsprechend dem damaligen Stand der Technik werden in den genannten Bescheinigungen die vorhandenen Druck- und Mengenmesseinrichtungen zum Feststellen von Verlusten (infolge von Leckagen) explizit erwähnt und als ausreichend erachtet. *(Hierzu wird in der Bescheinigung [13] Bezug genommen zur Bescheinigung Nr. 912-181401 vom 18.10.84 sowie zur Stellungnahme Nr. 912-181501 vom 15.5.86 des TÜV Rheinland)*

## **7.4 Wiederkehrende Prüfungen**

### **7.4.1 Prüfung des KKS auf der Shell Nordtrasse**

Die Funktion der kathodischen Korrosionsschutzanlage für das Rohrbündel in der Nordtrasse der Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling, der Shell Deutschland Oil GmbH wird jährlich durch Sachverständige der Firma E-on Ruhrgas (jetzt Firma OGE) geprüft und das Prüfergebnis dokumentiert. In der vorgeschriebenen Dreijahresfrist werden diese Prüfungen in Zusammenarbeit mit Sachverständigen des TÜV Rheinland durchgeführt. Dies erfolgte in den Jahren 2004, 2007 und 2010 [10,16,17].

Fazit: Die Prüfberichte wurden beginnend mit dem Jahr 2004 eingesehen und liegen vollständig vor. Gemäß den Prüfprotokollen ergaben die Prüfungen in den Jahren 2004 bis 2007 keine Beanstandungen. Die Schutzanlage arbeitete zum Zeitpunkt der Prüfungen einwandfrei. Vom Aufpunkt 298 in der Rheinland Raffinerie bis zum Tanklager Bau 311 wurden an den Messstellen keine Potentialüberschreitungen festgestellt. An der Nordtrasse konnte an allen Stellen kathodischer Schutz nachgewiesen werden.

Die Prüfungen ab dem Jahr 2008 bis heute zeigen Fehler auf, so dass seitdem die Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes entweder nicht oder nicht in allen Bereichen der Shell Nordtrasse nachzuweisen war. Seitens der Prüfer wurden zur Fehlersuche Sondermessungen vorgeschlagen, mit denen diese jedoch bis zum Schadensereignis nicht beauftragt waren.

#### **7.4.2 Prüfungen an der Leitung 7 - Druck und Dichtheit**

Über die Druck und Dichtheitsprüfung der Leitung 7 [15, 28] liegen die aktuellen TÜV Bescheinigungen aus den Jahren 2010 und 2008 vor. Die Leitung 7 (DN 100, PN 16, zul. Betriebsüberdruck: 13,8 bar, Prüfdruck mit Produkt: 18 bar) wurde folgenden Prüfungen unterzogen:

- Äußere Prüfung an den Aufpunkten
- Standdruckprüfung über 24 Stunden mit dem 1,3-fachen Betriebsdruck mit Fördermedium
- Dichtheitsprüfung nach dem Druck- Temperaturverfahren (D-T Verfahren) mit Druck und Temperaturmessung
- Ablasstest

Bemerkung: Die Prüfung der sicherheitstechnischen Ausrüstung ist in der Bescheinigung nicht gesondert aufgeführt. Wie der die Prüfungen begleitende TÜV Sachverständige auf Nachfrage bestätigte, wird im Rahmen der Prüfungen an Rohrleitung Nr.7, die Prüfung der sicherheitstechnischen Ausrüstung durchgeführt. Diese Prüfung wird zukünftig, genauso wie bei den übrigen Leitungen der Nordtrasse, auch in der Prüfbescheinigung der Rohrleitung Nr.7 aufgelistet werden.

Fazit: Bei diesen Prüfungen ließen das Druckverhalten der Leitung während der Prüfzeit sowie die rechnerische Prüfung nach dem Druck-Temperaturverhalten auf die Dichtheit der Leitung schließen. Die Bescheinigungen zeigen keine Mängel auf.

#### **7.4.3 Prüfungen an den übrigen Leitungen der Shell Nordtrasse**

An den Leitungen der Shell Nordtrasse wurden in den angegebenen Jahren folgende Prüfungen im Beisein des TÜV Sachverständigen durchgeführt:

- Äußere Prüfung an den Aufpunkten
- Prüfung der sicherheitstechnischen Ausrüstung



- Standdruckprüfung über 24 Stunden mit dem 1,3-fachen Betriebsdruck mit Fördermedium
- Dichtheitsprüfung nach dem Druck- Temperaturverfahren (D-T Verfahren) mit Druck und Temperaturmessung

Leitung 3 (DN 250, PN 16, zul. Betriebsüberdruck: 13,8 bar, Prüfdruck mit Produkt: 18 bar):  
TÜV Bescheinigungen aus den Jahren 2011, 2009, 2007 liegt vor.

Leitung 4 (DN 250, PN 16, zul. Betriebsüberdruck: 13,8 bar, Prüfdruck mit Produkt: 18 bar):  
TÜV Bescheinigungen aus den Jahren 2011, 2009, 2007 liegt vor.

Leitung 5 (DN 250, PN 16, zul. Betriebsüberdruck: 13,8 bar, Prüfdruck mit Produkt: 18 bar):  
TÜV Bescheinigungen aus den Jahren 2011, 2009, 2007 liegt vor.

Leitung 10 (DN 300, PN 16, zul. Betriebsüberdruck: 13,8 bar, Prüfdruck mit Produkt: 18 bar):  
TÜV Bescheinigungen aus den Jahren 2011, 2009, 2007liegt vor.

Leitung 11 (DN 250, PN 16, zul. Betriebsüberdruck: 13,8 bar, Prüfdruck mit Produkt: 18 bar):  
TÜV Bescheinigungen aus den Jahren 2011, 2009, 2007 liegt vor.

Leitung 12 (DN 300, PN 16, zul. Betriebsüberdruck: 13,8 bar, Prüfdruck mit Produkt: 18 bar):  
TÜV Bescheinigungen aus den Jahren 2011, 2009, 2007liegt vor.

Leitung 14 (DN 300, PN 16, zul. Betriebsüberdruck: 13,8 bar, Prüfdruck mit Produkt: 18 bar):  
TÜV Bescheinigungen aus den Jahren 2011, 2009, 2007liegt vor.

Leitung 17 (DN 100, PN 10, zul. Betriebsüberdruck: 10 bar, Prüfdruck mit Produkt: 13 bar):  
TÜV Bescheinigungen aus den Jahren 2010, 2008 liegt vor.

(Die Prüfung beinhaltet einen Abblasstest; die Prüfung der sicherheitstechnischen Ausrüstung ist in der Bescheinigung nicht gesondert aufgeführt; es gilt die Bemerkung im Kapitel 7.4.2 entsprechend.)

**Fazit:** Bei diesen Prüfungen ließen das Druckverhalten der Leitung während der Prüfzeit sowie die rechnerische Prüfung nach dem Druck-Temperaturverhalten auf die Dichtheit der Leitungen schließen. Die Bescheinigungen weisen keine wesentlichen Mängel aus.

#### **7.4.4 Ausrüstung**

Die Prüfung der Ausrüstung der in der Nordtrasse verlegten Rohrleitungen erfolgt zusammen mit der Durchführung der Druck- und Dichtheitsprüfung und wird mit dieser gemeinsam bescheinigt. Für die Rohrleitungen 7 und 17 liegt die Bescheinigung über die Durchführung der Druck- und Dichtheitsprüfung vor, es fehlt darauf jedoch die Bestätigung über die Prüfung der Ausrüstung. Wie der die Prüfungen begleitende TÜV Sachverständige auf Nachfrage bestätigte, wird im Rahmen der Prüfungen an Rohrleitungen Nr.7 und Nr.17, auch die Prüfung der sicherheitstechnischen Ausrüstung durchgeführt. Diese Prüfung wird zukünftig, genauso wie bei den übrigen Leitungen der Nordtrasse, auch in der Prüfbescheinigung der Rohrleitungen Nr.7 und Nr.17 aufgelistet werden.

#### **7.5 Betriebs- und Sicherheitseinrichtungen der Rohrleitung Nr. 7**

Es werden die Betriebs- und Sicherheitseinrichtungen der Leitung 7 betrachtet, die in unmittelbarem Zusammenhang mit der Stofffreisetzung stehen. Dies sind außer der KKS-Anlage, die bereits gesondert betrachtet wurde, die Einrichtungen und getroffenen Maßnahmen zur Verhinderung von unzulässigen Druck- und Temperaturüberschreitungen sowie zum Erkennen von Verlusten.

##### **7.5.1 Druck- und Temperaturmessstellen, Druckentlastungseinrichtungen**

Sachstand: Informationsquelle: R&I Fließbild Tank 299, Jet A1 [7]

Beidseitig der eingeerdet in der Nordtrasse verlegten Rohrleitung Nr.7 sind örtliche Temperaturmessstellen und Druckmessenrichtungen mit Übertragung der Messwerte zur Messwarte vorhanden.

Temperaturmessstellen: T-519 und T-523

Druckmessstellen: PR-321 und PR-325

Ebenso sind beidseitig der eingeerdet Rohrleitung Nr.7 Druckentlastungseinrichtungen vorhanden. Dazwischenliegende Absperrarmaturen sind offen verriegelt.

Druckentlastung: TSV PJ-04, Ansprechdruck: 15 bar

TSV PJ-05, Ansprechdruck: 15 bar, Abblasetemperatur: 20°C

Ein Rückströmen von JET A1 aus dem Tank 299 im Tanklager Bau 311 in den erdverlegten Teil der Rohrleitung Nr.7 wird durch eine Rückschlagklappe verhindert. Raffinerieseitig ist die erdverlegte Rohrleitung Nr.7 jeweils mit einem der Tanks T-225, T-228 oder T-231 offen verbunden.

Fazit: Die Bescheinigungen über die wiederkehrenden Prüfungen enthalten keine Hinweise auf Abweichungen. Die Ausrüstung entspricht den Anforderungen des Regelwerkes.

### **7.5.2 Erkennen von Verlusten**

Sachstand: Informationsquelle: R&I Fließbild Tank 299, Jet A1 [7] und Abnahmeprotokoll über die Prüfung von Leckerkennungseinrichtung für Rohrleitung 7 [35].

Zum Erkennen von Verlusten während des Förderbetriebes wird das Mengenvergleichsverfahren angewendet. Der eingestellte Alarmgrenzwert beträgt  $5 \text{ m}^3/\text{h}$  in beiden Förderrichtungen. Dies entspricht 5% des Messbereichs der Mengenmessung mit einem Bereich von 0 bis  $100 \text{ m}^3/\text{h}$  in beiden Förderrichtungen. Folgende Ausrüstung ist vorhanden:

Bezeichnung der Q-Messung im Werk: OFD 2214,  
Bezeichnung der Q-Messung im Tankfeld: OFD 31103,  
Bezeichnung der Differenzmessung: OUAD 2814

Die Abnahmeprüfung des Leckerkennungssystems ergab im Jahr 1996 keine Beanstandung und erfüllte die Anforderung des anzuwendenden Regelwerkes, der TRbF 302 [35].

Zum Erkennen schleichender Leckagen werden vierteljährliche Dichtheitsprüfungen nach dem D-T Verfahren durchgeführt. Dies entspricht dem anzuwendenden Regelwerk, der TRbF 302.

Eine Abnahme- oder Prüfbescheinigung für eine Einrichtung zum Erkennen von Leckagen im Ruhebetrieb liegt dem Sachverständigen nicht vor. Ebenso verfügt er über keine Informationen wie dieser Nachweis geführt wird.

Fazit: Entsprechend dem anzuwendenden Regelwerk, der TRbF 302 sind Verfahren zum Erkennen einer Leckage während des Förderbetriebes sowie zum Erkennen schleichender Leckagen vorhanden. Über ein technisches Verfahren zum Erkennen einer Leckage in den Förderpausen liegt keine Information vor. Nach den Angaben des Betreibers wird die Trasse ein-

mal pro Woche begangen. Dies übertrifft in den Förderpausen die Anforderung des Regelwerkes. Während der Förderung schreibt die TRbF 302 eine tägliche Trassenbegehung vor.

## **8 Neueinstufung der Verbindungsleitungen**

### **8.1 Betriebssicherheitsverordnung**

Werden die Verbindungsleitungen als Werksleitung entsprechend der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) [24] eingestuft, so handelt es sich bei ihnen um überwachungsbedürftige Anlagen im Sinn §1 Absatz (2) Satz 1, Nummer 1d). Gemäß dem Erlaubnisvorbehalt des §13 Abs. (1) der BetrSichV bedürfen die in Nrn. 1 bis 4 genannten Anlagen bzgl. Montage, Installation, Betrieb, wesentliche Änderungen der Bauart oder Betriebsweise der Erlaubnis der zuständigen Behörde. Rohrleitungen sind dort nicht genannt. Diese dürfen jedoch entsprechend §14, „Prüfung vor Inbetriebnahme“ nach einer Änderung erst wieder in Betrieb genommen werden, *wenn die Anlage hinsichtlich ihres Betriebs auf ihren ordnungsgemäßen Zustand durch eine zugelassene Überwachungsstelle geprüft worden ist, soweit der Betrieb oder die Bauart der Anlage durch die Änderung beeinflusst wird.*

Die Fristen für die Wiederkehrenden Prüfungen der Rohrleitungen richten sich nach den vom Betreiber im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung entsprechend §3 der BetrSichV getroffenen Festlegungen, längsten jedoch entsprechend den in §15 „Wiederkehrende Prüfungen“ genannten Fristen für die Äußeren und die Festigkeitsprüfungen entsprechend der Eingruppierung der jeweiligen Rohrleitung. Für die brennbare Medien führenden Rohrleitungen der Shell Trasse Nord betragen die Prüf Fristen (mit Ausnahme von Leitung 7) 5 Jahre. Entsprechend der Erfassungskriterien von Durchmesser und Druck wird die Rohrleitung Nr. 7 von §15 Abs. (5) nicht erfasst. Die Prüf Frist für diese Leitung ist aufgrund von Erfahrungswerten festzulegen. Bisher wurden die vorgeschriebenen wiederkehrenden Prüfungen entsprechend der VbF und der TRbF 302 durchgeführt (siehe Kapitel 7.2).

Als der Verordnung nachgeschaltet ist das technische Regelwerk für Rohrleitungen TRbF 50 zu beachten.

## **8.2 Wasserhaushaltsgesetz**

Gemäß der Definition der Verbindungsleitung in der TRbF 302 Abs. 1.1.1. entspricht der zweite Halbsatz (Verbindungsleitungen sind Rohrleitungsanlagen für gefährdende Flüssigkeiten, die *....Anlagen verbinden, die im engen räumlichen und betrieblichen Zusammenhang miteinander stehen....*) dem § 62 Abs. 1 des Wasserhaushaltsgesetz (WHG) vom 1.07.2009, das demzufolge mit seinen nachgeschalteten Verordnungen und technischen Regeln anzuwenden ist; insbesondere sind die nordrhein-westfälische Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe (VAwS) vom 20.03.2004 und die technischen Regeln für bestehende unterirdische Rohrleitungen zum Transport von wassergefährdenden Stoffen, speziell die TRwS 789 (bzw. Arbeitsblatt DWA –A 789), in den jeweils gültigen Fassungen zu beachten. Die TRwS 789 schreibt eine 5-jährige Prüfung durch einen Sachverständigen nach § 11 VAwS (NRW) sowie alle 5 Jahre die Durchführung einer Lebensdauerabschätzung zur Gewährleistung eines sicheren Betrieb während der nächsten 10 Jahre vor. Außerdem werden regelmäßige Trassenbegehungen vorgeschrieben. Alternativ zu einem Leckerkennungssystem mit automatischer Alarmierung wird eine jährliche Dichtheitsprüfung verlangt, die mit Medium durchgeführt werden kann.

## **9 Maßnahmen zur Verhinderung gleichartiger Ereignisse**

Die Bewertung des Schadens an der Rohrleitung Nr.7 erfolgt zum Einen im Hinblick auf die Entstehung des Schadens und zum Anderen hinsichtlich der Erkennungsmöglichkeiten von Verlusten und damit der Menge des ausgetretenen Volumens, hier an Kerosin Jet A1.

### **9.1 Maßnahmen zur Wiederinbetriebnahme der Rohrleitung Nr. 7**

Die Wiederinbetriebnahme der Rohrleitung Nr. 7 im Hinblick auf die Verhinderung gleichartiger Ereignisse setzt folgende abgeschlossene Prüfungen und deren positive Bewertung unter Einbeziehung der Umsetzung der empfohlenen Maßnahmen voraus:

- Die Schadensaufnahme muss abgeschlossen und die Schadensursache aufgeklärt sein.
- Die Integrität der Leitung muss mit Prüfungen belegt und festgestellt sein.

- Das KKS-System der Rohrleitungstrasse Nord muss allgemein betriebssicher und wirksam sein.
- Es wird empfohlen, die bestehenden Leckerkennungseinrichtungen auf den aktuellen Stand der Technik zu bringen und so zu erweitern, dass auch der Ruhebetrieb erfasst wird.

### **9.1.1 Schadensaufnahme und Schadensursache**

Sachstand: Bei der Rohrleitung Nr.7 handelt es sich um eine seit 1942 bestehende, erdgedeckte bitumenbeschichtete Leitung, in der seit Bestehen wechselnde Produkte gefördert wurden. Seit 1988 dient sie zur Förderung des Mediums Jet A1. Vor diesem Zeitpunkt wurde, über einen dem Gutachter nicht bekannten Zeitraum, Kavernenbenzin mit gewissen Wasseranteilen gefördert, wodurch sich die vorgefundenen Ablagerungen und Korrosionsmulden an der Rohrwandinnenfläche erklären lassen. Der aktuelle Schaden wurde durch äußere Muldenkorrosion hervorgerufen, die schließlich zum Durchbruch der Rohrwand führte. Aus dem ca. 68 mm<sup>2</sup> großen Leck trat während des Förderbetriebes und der Förderpausen das auch in Förderpausen unter dem hydrostatischen Druck der Tankanlage stehende Medium ins Erdreich. Die Ausflussmenge belief sich auf 1057m<sup>3</sup>. Als Ursache für den Korrosionsschaden wurde eine lokale gegenseitige Beeinflussung von zwei sich kreuzenden Rohrleitungen ermittelt, die an unterschiedliche KKS-Systeme angeschlossen waren.

Fazit: Damit ist die Schadensaufnahme abgeschlossen und die Schadensursache aufgeklärt. Durch die Beachtung der im Folgenden empfohlenen technischen und organisatorischen Maßnahmen wird das Auftreten der Ursachen, die zu dem Schaden und seinem Ausmaß geführt haben, vernünftigerweise ausgeschlossen werden können.

### **9.1.2 Integrität der Rohrleitung Nr. 7**

Sachstand: Zur Feststellung der Integrität der Leitung wurden umfangreiche Prüfungen vorgenommen. An ausgewählten Stellen der Leitung wurden zerstörungsfreie und zerstörende Messungen durchgeführt. So wurden an freigelegten Rohrleitungen sowohl Ultraschall-Wanddickenmessungen als auch Durchstrahlungsprüfungen durchgeführt. Zwischen Krombergschacht (Tiefpunkt der Leitung) und Parkhaus wurden 9 m Rohr, inklusive 2 Muffenschweißverbindungen ausgebaut und technologisch durch den TÜV Rheinland [37] geprüft.

Eine Muffenverbindung wurde einem Berstversuch unterzogen und versagte bei 300 bar. Die Prüfungen und deren Befunde sind dem Bericht des TÜV Sachverständigen [38] zu entnehmen und sind auszugsweise als Anhang beigelegt. Die Prüfungen ergaben keine sicherheitstechnisch relevanten Auffälligkeiten.

Darüber hinaus wurde eine Molchung der Leitung mit einem Ultraschallmolch durchgeführt. Dabei wurden verschiedene als unkritisch zu bewertende Beulen mit Restwanddicken von 3,4 mm und 3,6 mm sowie eine Stelle mit innerer Korrosion mit einer Restwanddicke von ca. 2,1 mm festgestellt. Diese Stelle wurde sofort ausgebaut und ersetzt. Die ermittelte integrale Wanddicke wird mit ca. 3,5 bis 3,7 mm angegeben. Da jedoch die erfolgreiche Messwertaufnahme während des Molchlaufes von der durchführenden Firma auf durchschnittlich nur 43% geschätzt wurde, konnte eine aussagekräftige Analyse der in der Rohrwand möglicherweise vorhandenen Fehlstellen (Wanddickenminderungen) nicht erfolgen [42].

Empfehlung:

Zur Feststellung der Integrität sollte die Leitung einer Molchung mit auswertbarem und aussagekräftigem Ergebnis sowie - wo erforderlich - Ersatzmessungen unterzogen werden, so dass im Rahmen der technischen Möglichkeiten eine belastbare Information über den integralen Zustand der Rohrwand sowie über den Zustand der möglichen lokalen Wanddickenminderungen gewonnen wird. Diese sogenannte „Nullmessung“ kann dann als Referenzmessung verwendet werden, um bei zukünftigen Untersuchungen zeitliche Zustandsänderungen aufzeigen und interpretieren zu können, wie dies im Rahmen der Lebensdauerbetrachtung gemäß den Erfordernissen der TRwS 789 (DWA-A 789) zu erfolgen hat. Ein besonderes Augenmerk sollte dabei auf die Örtlichkeiten gelegt werden, an denen externe Leitungen, die nicht in das KKS System integriert sind, die Trasse kreuzen.

Der Zustand der Rohrverbindungen ist, wie an einigen Stellen schon erfolgt (siehe Bericht des TÜV Sachverständigen [38] im Anhang), in Absprache mit dem Sachverständigen durch weitere Prüfungen nachzuweisen, wobei die Prüfungen auch Verbindungen an den Tiefpunkten der Leitung beinhalten sollen.

Vor einer Wiederinbetriebnahme soll eine Druck- und Dichtheitsprüfung mit einem mit dem Sachverständigen abzusprechenden erhöhten Prüfdruck durchgeführt werden.

Es wird weiter empfohlen, die wiederkehrenden Prüfungen entsprechend den Vorgaben der TRbF 302 unter Hinzuziehung des Sachverständigen beizubehalten (insbesondere die zweijährigen Druck- und Dichtheitsprüfungen sowie die dreijährige Prüfungen des KKS).

### **9.1.3 Leckerkennung für Rohrleitung Nr. 7**

Sachstand: Gemäß der TRbF 302 ist für Verbindungsleitungen eine Einrichtung zum Erkennen von Verlusten an Medium während des Förderbetriebes und der Förderpausen gefordert und für Rohrleitung Nr.7 für den Förderbetrieb vorhanden. Zum Erkennen von schleichenden Leckagen werden vierteljährlich Dichtheitsprüfungen mit Fördermedium durchgeführt. Darüber hinaus erfolgen in zweijährigem Rhythmus Druck- und Dichtheitsprüfungen, entsprechend den Vorgaben des VdTÜV Merkblattes 1052, im Beisein des Sachverständigen.

Eine Einrichtung zum Erkennen von Verlusten an Medium während des Förderbetriebes und der Förderpausen wird in der TRwS 789 (DWA-A 789) nicht explizit gefordert. Als Alternative zu einem Leckerkennungssystem ermöglicht die TRwS 789 (DWA-A 789) die Durchführung einer jährlichen Dichtheitsprüfung.

#### Empfehlung:

Nach Meinung des Sachverständigen ist eine jährliche Dichtheitsprüfung zum Erkennen einer Leckage, als solitäre Alternative zu einem Leckerkennungssystem hier nicht ausreichend. Der Grund liegt in der Vielzahl der möglichen externen Einwirkungen auf die nicht im Schutz eines Werksgeländes gelegenen Leitungen und der dadurch bedingten Gefahr, durch Veränderungen im Umfeld der Trasse, z.B. durch Um- oder Neuverlegung von externen Leitungen, die Wirksamkeit des komplexen und diffizilen KKS-Systems zu beeinträchtigen und damit die Korrosionsgeschwindigkeit möglicherweise nicht vorausberechenbar zu erhöhen.

Die vorhandenen Leckerkennungseinrichtungen sollten, wenn keine grundsätzlichen technischen Gegebenheiten dagegen sprechen, für den Förder- und Ruhebetrieb modernisiert und automatisiert werden. Die nachfolgend genannten Erfassungsgrenzen sind Empfehlungen, von denen jedoch nur abgewichen werden sollte, wenn diese wiederum aus technischen Gegebenheiten nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand erreichbar wären. Die Leckerkennungseinrichtungen sollten eine Leckerkennbarkeit ermöglichen:



- für den Förderbetrieb von etwa 1% der maximalen Fördermenge,
- für den Ruhebetrieb von etwa 10 bis 50 Litern pro Stunde und
- für das Erkennen schleichender Leckagen < 5 Liter pro Stunde.

Alternativ kann die Rohrleitung während des ruhenden Betriebes (keine Förderung durch Rohrleitung Nr.7) gegen die angeschlossenen Tanks abgesperrt werden. Dabei sind die Anforderungen hinsichtlich der thermischen Entspannung eingeschlossener Flüssigkeiten zu beachten.

#### **9.1.4 KKS-System**

Sachstand: Ein Schaden durch Korrosion setzt sowohl einen Schaden der Rohrisolierung, als auch einen unzureichend wirksamen Korrosionsschutz voraus. Deshalb ist einerseits der Zustand der Isolierung zu prüfen, andererseits die Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes sicherzustellen. Dazu werden wiederkehrende Prüfungen durchgeführt, deren Ergebnisse ab dem Jahr 2004 ausgewertet wurden.

Wie die Messungen bis zum Jahr 2007 an den eingebauten Messproben im Bereich des Aufpunktes Bau 298 der Nordtrasse zeigen, war der kathodische Korrosionsschutz wirksam. Ausreichendes Schutzpotential war vorhanden. Seit dem Jahr 2008 war der kathodische Korrosionsschutz jedoch über einen längeren Zeitraum temporär immer wieder eingeschränkt (z.B. durch Abschaltungen oder Änderungen an dem KKS System sowie durch Kontakt zu fremden Erdungs- oder Schutzanlagen), so dass seine Wirksamkeit durch die im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen durchgeführten Messungen schließlich nicht mehr nachweisbar und auch nicht mehr quantifizierbar war. Die im Rahmen der Prüfungen festgestellten Fehler, wie z.B. das Anbringen von Messarmaturen an die Rohrleitungen, mit der Folge ihrer Erdung, zeigt, dass die Kenntnis über Vorhandensein und /oder Zweck und Funktionsprinzip der kathodischen Schutzanlage bei den diese Arbeiten initiiierenden und überwachenden Stellen nicht ausreichend vorhanden ist, um die Konsequenzen dieser Eingriffe abschätzen zu können. Das Gleiche trifft offensichtlich auch auf die verantwortlichen Stellen zu, die z.B. über den Bau einer die Trasse querenden Wasserleitung in Kenntnis zu setzen waren.

#### Empfehlungen: Organisatorische Maßnahmen

Die jährlichen Prüfungen des KKS sowie die 3-jährigen Prüfungen durch den Sachverständi-

gen sind beizubehalten. Aufgezeigte Mängel sind zeitnah zu beheben. Außerdem sollte über eine regelmäßige Messung nachgedacht werden, die eine Fremdbeeinflussung der Rohrleitungen (z.B. durch Streuströme oder querende Leitungen) zeitnah erkennen lässt. Ebenso sollte die Entkopplung der KKS-Anlage von der LKS-Anlage des Tanklagers regelmäßig kontrolliert werden können.

Üblicherweise werden bauliche Maßnahmen oder Änderungen im Umfeld der Leitungstrasse auf ihre Relevanz hinsichtlich des allgemeinen Schutzes der Rohrleitungen und insbesondere hinsichtlich der Aufrechterhaltung des Korrosionsschutzes beurteilt. Offensichtlich können mögliche Auswirkungen auf das Korrosionsschutzsystem aber nicht zwangsläufig von denjenigen, die Änderungen vornehmen oder die bisher zu informieren waren, abgeschätzt werden. Deshalb scheint es erforderlich zu sein, dass die für das kathodische Korrosionsschutzsystem, deren Funktion, Wirksamkeit, Instandhaltung und Wartung verantwortliche Stellen bei Bau- oder Umbaumaßnahmen im Nahbereich der Rohrleitungstrasse oder bei Arbeiten oder Änderungen an den Leitungen selbst (z.B. auf Veranlassung des Betriebes) in den Informationsaustausch eingebunden werden und eine abschließende Abnahmeprüfung durchführen. Änderungen oder Ergänzungen der Informationswege sind im Sicherheitsmanagementsystem (SMS) zu berücksichtigen.

#### Empfehlungen: Technische Maßnahmen

Zur Erhöhung der Betriebssicherheit des KKS Systems für Rohrleitung Nr.7 werden zusätzlich technische Maßnahmen empfohlen. Die Voraussetzungen für die Betriebssicherheit und Wirksamkeit des KKS-Systems gilt für Leitung 7 genauso wie für die übrigen in der Rohrleitungstrasse verlegten Leitungen. Hierauf wird im Zusammenhang mit den Konsequenzen des eingetretenen Schadens für das gesamte Leitungsbündel in der Nordtrasse eingegangen.

### **9.2 Maßnahmen und Konsequenzen für das Leitungsbündel**

Im Kapitel „Konformität“ wurde auf die Regelwerkseinstufung, die danach erforderliche Ausrüstung und die Durchführung der wiederkehrenden Prüfungen eingegangen.

Damit die in der Shell Nordtrasse geführten Rohrleitungen sicher betrieben werden können sollte sichergestellt sein, dass

- das KKS-System der Rohrleitungstrasse Nord allgemein betriebssicher und wirksam ist,
- Fremdeinflüsse der LKS Anlage im Tanklager Bau 311 und sonstige Streustromeinflüsse auf die Rohrleitungen der Rohrleitungstrasse Nord in dem gesamten Trassenverlauf auf das zulässige Maß beschränkt und als unkritisch einzustufen sind,
- kritische Stellen entlang der Trasse, an denen der KKS durch unzulässige Fremdeinflüsse (z.B. Rohrkreuzungen) nicht wirksam sein könnte, auszuschließen sind,
- Innenkorrosion auszuschließen ist,
- die Integrität der Leitungen gewährleistet ist und
- der Empfehlung, das Leckererkennungssysteme der einzelnen Leitungen dem Stand der Technik anzupassen, möglichst entsprochen wird.

### **9.2.1 KKS-System für die Leitungen der Trasse Nord**

Sachstand: Um die Grundvoraussetzungen für den KKS nachzuweisen wurden Messungen und Aufgrabungen durchgeführt. Die erhaltenen Messergebnisse gelten nicht nur für Rohrleitung Nr.7, sondern für die gesamte Rohrtrasse. Ebenso erfolgte an den durch die Messungen festgelegten Stellen stets die Ausgrabung des gesamten Leitungsbündels, so dass der Zustand jeder Leitung des Bündels beurteilt und dokumentiert werden konnte.

Die durchgeführten elektrischen Messungen entlang der Trasse sowie deren Auswertung und Interpretation sind im Kapitel 6 erläutert und im Bericht [36] enthalten.

Durch die durchgeführten Untersuchungen und Aufgrabungen innerhalb und außerhalb des direkten Einflussbereiches des LKS wurde festgestellt, dass der KKS der Rohrtrasse außerhalb des Einflussbereiches des LKS im Allgemeinen wirksam war und keine signifikanten Korrosionsanfressungen vorliegen. Im Nahbereich des Tanklagers Bau 311 und damit im Einflussbereich des LKS wurde durch Messungen eine erhöhte Korrosionswahrscheinlichkeit durch den Einfluss des LKS nachgewiesen. Die Aufgrabungen haben jedoch auch in diesem Bereich keine signifikante Korrosion an den Leitungen gezeigt, so dass auch hier von der Wirksamkeit des KKS ausgegangen werden kann [38]. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die am Schaden maßgeblich beteiligte Wasserleitung sowie weitere externe Rohrleitungen die Nordtrasse in diesem Bereich mehrfach kreuzen. Obwohl die Intensivmessung an diesen Stellen keine Isolierungsfehler offen legt, sind dies doch potentiell gefährdete Bereiche. Deshalb wer-

den hier die nachfolgend genannten technischen Maßnahmen empfohlen, um die beiden Korrosionsschutzsysteme für das Tanklager Bau 311 einerseits und die Rohrleitungen in der Nordtrasse andererseits zu trennen und so die gegenseitige Beeinflussung auf ein nachweisbar unkritisches Maß zu beschränken. Damit wird die Wirksamkeit des in Betrieb befindlichen KKS Systems der Rohrtrasse Nord dauerhaft gewährleistet.

Empfehlung: Technische Maßnahmen

Um eine wirksame Trennung zwischen den Korrosionsschutzsystemen für das Tanklager (LKS) und die Rohrleitungen in der Nordtrasse (KKS) zu erreichen, müssen die Rohrleitungen der Nordtrasse durch Isolierstücke elektrisch vom Einflussbereich der LKS Anlage im Tanklager Bau 311 getrennt werden. Die genaue örtliche Lage der Isolierstücke wird unter Einbeziehung des Sachverständigen festgelegt. Die sich im Nahbereich des Tanklagers und damit im Einflussbereich des LKS befindenden Rohrleitungen der Nordtrasse werden in geeigneter Weise in das LKS System integriert und gemeinsam mit dem Tanklager geschützt. Die außerhalb des Einflussbereiches des LKS verlaufenden Rohrleitungen verbleiben im bestehenden KKS System und werden durch die bestehende KKS Anlage geschützt. Die einzubauenden Isolierstücke trennen die beiden Schutzsysteme.

Bemerkung: Laut Information des Betreibers sind die Isolierstücke bestellt und werden nach Lieferung umgehend eingebaut.

Als weitere Maßnahme werden an den freigelegten Stellen Probbleche und Messelektroden eingebaut und an ein Messequipment angeschlossen, so dass dort die Wirksamkeit des KKS direkt am Ort der Rohrleitung gemessen werden kann.

Empfehlung: Organisatorische Maßnahmen

Es wird empfohlen die wiederkehrenden Prüfungen der KKS Anlage wie bisher jährlich durchzuführen, wobei in einem drei Jahresrhythmus der Sachverständige hinzuzuziehen ist. Die Prüfung ist zu dokumentieren und muss die Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes unzweifelhaft belegen. An den Korrosionsschutzanlagen (KKS und LKS) auftretende Fehler sind von den zuständigen Fachabteilungen zu dokumentieren und zu beheben. Ebenso sind die im Zuge der wiederkehrenden Prüfungen vorgefundenen Mängel in der Prüfbescheinigung zu erfassen und zeitnah zu beheben.

Änderungen oder Eingriffe an den Schutzanlagen (KKS- und LKS-Anlage) oder den kathodisch geschützten Rohrleitungen sind nur nach Rücksprache und mit Genehmigung der zuständigen Fachabteilungen durchzuführen. Zur Abnahme der Änderungen sollte der Sachverständige hinzugezogen werden. Das SMS sollte einen diesbezüglichen Hinweis enthalten.

### **9.2.2 Innenkorrosion in den Leitungen des Leitungsbündels der Shell Nordtrasse**

Sachstand: An den in der Nordtrasse verlegten und im Zuge der Schadensuntersuchung freigelegten Rohrleitungen wurden umfangreiche Prüfungen durchgeführt. Insbesondere wurden Durchstrahlungsprüfungen vorgenommen, um mögliche Innenkorrosion festzustellen. Mit Ausnahme der Rohrleitung Nr.7, wurden bei allen Rohrleitungen an den bisher geprüften Orten keine oder keine signifikante Innenkorrosion festgestellt [38].

Fazit: Dem Ergebnis der Prüfungen entsprechend ist davon auszugehen, dass die Rohrleitungen hinsichtlich der Gefährdung durch Innenkorrosion, bei Beibehaltung der derzeitigen Qualität der geförderten Medien, sicher betrieben werden.

### **9.2.3 Die Integrität der Leitungen des Leitungsbündels der Shell Nordtrasse**

Sachstand: Im Jahr 1987 werden vom damaligen Betreiber, der Union Rheinische Braunkohlen Kraftstoff, im Rahmen eines Antrages auf Erlaubnis zur Errichtung einer Schmutzwasserleitung [33] die in der Nordtrasse verlegten Rohrleitungen mit den Nrn.: 3, 4, 5, 10, 11, 12, 14 und die damals als Reserveleitung vorgesehene Rohrleitung Nr.7 zwischen dem Tankfeld Bau 311 und der Raffinerie, Aufpunkt Bau 298 beschrieben. Hier wird auf Prüfungen hingewiesen, nach denen die Leitungen in ihren Abmessungen der DIN 2448 und in ihrem Material der Qualität eines ST 35 zuzuordnen sind. Diese Aussage entspricht den Materialuntersuchungen an den Leitungen 3, 5 und 7, die in 1986 von der Union Rheinische Braunkohlen Kraftstoff [14] durchgeführt wurden und entspricht im Wesentlichen auch den derzeit im Rahmen der Schadensuntersuchung von der TÜV Rheinland Werkstoffprüfung GmbH an Rohrleitung Nr.7 durchgeführten Untersuchung [18].

Der heutige Zustand der Rohrleitungen in der Nordtrasse (mit Ausnahme der Rohrleitung Nr.7, an der zwischenzeitlich diverse Messungen zum Nachweis der Integrität durchgeführt wurden [37, 38] (siehe TÜV Bericht im Anhang) ist soweit bekannt, als die regelmäßig durchgeführten wiederkehrenden Prüfungen und die im Zuge der Aufgrabungen entlang der

Trasse durchgeführten Untersuchungen darüber eine Aussage machen. Entlang der Trasse wurden im Zuge der Prüfungen des KKS sogenannte Intensivmessungen durchgeführt, womit sich die Stellen ermitteln lassen, an denen die Isolierung der Rohrleitungen Beschädigungen aufweisen und Korrosionsangriffe möglich sind. Die bisher durchgeführten Aufgrabungen im Bereich des Aufpunktes Bau 298 (Baugrube am Parkhaus und Baugruben Kombergsschacht) haben ergeben, dass dort der KKS im Normalbetrieb wirksam war und keine Korrosionsanfressungen vorliegen. Ebenso haben die Aufgrabungen im Nahbereich des Tanklagers Bau 311 [38, 43] keine signifikanten Korrosionsstellen an den Leitungen gezeigt, mit Ausnahme der Schadensstelle, im Bereich der sich querenden Rohrleitungen. An sämtlichen freigelegten Rohrleitungen wurden umfangreiche Prüfungen, wie Wanddickenmessungen oder/und Durchstrahlungsprüfungen durchgeführt. [38]. Die Prüfungen ergaben keine unzulässigen Wanddickenminderungen. Die Ergebnisse sind im Anhang dokumentiert.

Durch die empfohlene Trennung der beiden Schutzsysteme für das Tanklager Bau 311 und das Rohrbündel in der Nordtrasse kann der kathodische Korrosionsschutz auch für die im Nahbereich des Tanklagers in der Nordtrasse verlaufenden Rohrleitungen nachweisbar gewährleistet werden, so dass ein Materialabtrag durch Korrosion vernünftigerweise ausgeschlossen werden kann, solange zukünftig das Schutzsystem fehlerfrei arbeitet und verändernde Faktoren erkannt und berücksichtigt werden.

#### Empfehlungen:

Zur Feststellung der Integrität sollten die Leitungen einer sogenannten „Nullmessung“ unterzogen werden. Diese kann dann als Referenzmessung verwendet werden, um bei zukünftigen Untersuchungen zeitliche Zustandsänderungen aufzeigen und interpretieren zu können, wie dies im Rahmen der Lebensdauerbetrachtung gemäß den Erfordernissen der TRwS 789 bzw. DWA-A 789 erforderlich ist. Ob die im Rahmen der Schadensursachenfindung durchgeführten Untersuchungen zum Nachweis der Integrität der in der Nordtrasse verlegten Rohrleitungen repräsentativ und ausreichend sind, um daraus eine belastbare Integritätsaussage ableiten zu können, ist im Rahmen der Durchführung der Lebensdauerbetrachtung vom Sachverständigen zu entscheiden.

Es wird empfohlen, die wiederkehrenden Prüfungen entsprechend den Vorgaben der TRbF 302 unter Hinzuziehung des Sachverständigen beizubehalten (insbesondere die zweijährigen

Druck- und Dichtheitsprüfungen sowie die dreijährige Prüfungen des KKS).

#### **9.2.4 Leckerkennung an Leitungen des Leitungsbündels der Shell Nordtrasse**

Mit Ausnahme der Leckerkennungseinrichtung der Rohrleitung Nr. 7 wurden die bestehenden Leckerkennungseinrichtungen der übrigen Leitungen nicht begutachtet.

Empfehlung: Der Sachverständige empfiehlt dringend, die Leckerkennungssysteme sämtlicher Rohrleitungen der Nordtrasse zur Förderung gefährlicher Stoffe zu untersuchen und im Sinne der Empfehlungen für Rohrleitung Nr.7 zu ertüchtigen, wenn dies noch nicht erfolgt ist.

Alternativ zu einem Leckerkennungssystem ermöglicht die TRwS 789 (DWA-A 789) eine jährliche Dichtheitsprüfung. Als solitäre Maßnahme zum Erkennen einer Leckage ist dies, nach Meinung des Sachverständigen, wegen der Möglichkeit externer Einflussnahme auf die Leitungen und wegen des komplexen und diffizilen KKS Systems hier nicht ausreichend.

Fazit: Mit einer jährlich durchgeführten Druck- und Dichtheitsprüfung, alternativ zu einer Leckerkennungseinrichtung wird die TRwS 789 bzw. DWA-A 789 erfüllt. Kontinuierlich arbeitende Leckerkennungseinrichtungen werden somit nicht zwangsläufig gefordert, aber vom Sachverständigen dringend empfohlen.

## **10 Zusammenfassende Bewertung**

### Bewertung Rohrleitung Nr.7:

Nach Umsetzung der empfohlenen Maßnahmen und hinsichtlich der durchgeführten umfangreichen Prüfungen hält der Sachverständige die Wiederinbetriebnahme der Rohrleitung Nr. 7 für unbedenklich, sofern die anstehenden wiederkehrenden und die vor Wiederinbetriebnahme vereinbarten Prüfungen durchgeführt wurden und das Ergebnis dem nicht entgegensteht.

### Bewertung des Korrosionsfortschritts der Rohrleitungen in der Nordtrasse:

Sobald die für die kathodischen Schutzsysteme LKS und KKS empfohlenen Maßnahmen umgesetzt sind und durch eine abschließende Messung bestätigt wird, dass das KKS System der Nordtrasse bei eingeschalteter LKS-Anlage wirksam ist und ebenso die Wirksamkeit der LKS-Anlage nachgewiesen ist, ist zu erwarten, dass ein aktiver Korrosionsprozess an den in der Shell Nordtrasse verlegten Rohrleitungen vernünftigerweise auszuschließen ist. In diesem Fall sind an Fehlstellen der Rohrisolierung keine Korrosionsraten  $>10\mu\text{m}$  pro Jahr zu erwarten. Dies setzt voraus, dass auch zukünftig das Schutzsystem kontinuierlich und fehlerfrei arbeitet und verändernde Faktoren rechtzeitig erkannt und berücksichtigt werden.

Köln, 2012-08-29



## **11           Unterlagen**

Folgende Unterlagen wurden dem Gutachter bis einschließlich 29.08.2012 übergeben:

- [1] Shell Dokumentation: Hergang und Maßnahmen zum Ereignis (25.02.-29.02.2012)
- [2] Schichtbericht RR-S – MM-P39 vom 24.02.2012 bis 29.02.2012
- [3] Übersichtsplan Jet-A1-System Stand 11.2011, Shell Deutschland Oil GmbH, Wesseling
- [4] R&I Fließbild, HEL-System, Beimischung Biodiesel RRS, Zeichnungs-Nr.: 5-AD108839WA0001, vom 23.11.2007
- [5] R&I Fließbild, Tanklager Jet-A1-System Shell Deutschland Oil GmbH, Werk Wesseling, Zeichnungs-Nr.: 5-AD1179410WA0001, vom 27.04.2011
- [6] Lageplan Verbindung zwischen den Aufpunkten Bau 298, Bau 311, Rha 8008D-1, Schema-Nr. Rha 8175-2, Lageplan Rha 6658-1, Leitung 7, zuletzt geändert 03.10.1989
- [7] R&I Fließbild, Tank 299 Jet-A1, DEA Mineraloel AG, Werk UK Wesseling, Zeichnungs-Nr.:13-FRHA-01-003-10286-001 vom 10.11.1997 und  
R&I Fließbild, Tank 299 Jet-A1, Edeleanu GmbH, Shell Deutschland Oil GmbH, Werk Wesseling, Zeichnungs-Nr.: 5-AD1001347 WA0 001, vom 04.09.2009
- [8] Betriebsaufzeichnung Füllstände der Tanks 225 und 228 vom Februar 2012
- [9] Betriebsaufzeichnung Lecküberwachung Leitung 7 vom Februar 2012
- [10] Ausschnittsweise Messergebnisse der jährlich wiederkehrenden KKS Messungen an der Nordtrasse durch die TBBK / Hemmersbach von 2004 bis 2010
- [11] Leitungshistorie der Verbindungsleitungen der Trasse Nord
- [12] Bescheinigung über die Prüfungen an einer Verbindungsleitung zur Freigabe des Förderbetriebes, Verbindungsleitung Nr.7, DN100, PN16 im Leitungsbündel vom Werks-gelände Bau 298 zum Tankfeld 311 (erdverlegt), Förderprodukt Kavernenbenzin, TÜV Rheinland vom 24.08.1988
- [13] Bescheinigung über die Abnahmeprüfung an Verbindungsleitungen zum Befördern von brennbaren Flüssigkeiten gemäß §18 der VbF, Verbindungsleitungen in DN250 und

- 300, Verbindungsleitungen Nr.4, 10, 12 für Rohöl und Verbindungsleitungen Nr 3, 5, 11, 14 für leichtes Heizöl im Leitungsbündel vom Werksgelände Bau 298 zum Tankfeld 311 (erdverlegt), TÜV Rheinland vom 28.10.1986
- [14] Prüfbericht Nr.: 86 – 2021, Leitungen 3, 5 und 7 der Rohrtrasse Tor 9 / 311, Materialprüfung der Union Rheinische Braunkohle Kraftstoff vom 26.03.1986
- [15] Bescheinigung über die Wiederkehrende Druckprüfung einer erdverlegten Rohrleitung nach dem Druck-Temperatur-Verfahren, TÜV Rheinland Industrie Service GmbH, Anlagensicherheit, Regionalbereich Rheinland/Westfalen, Leitung Nr. 7, Nordtrasse, Aufpunkte Bau 311 (Tor) / Bau 298 vom 07.12.2010
- [16] Bescheinigung über die Prüfungen der kathodischen Korrosionsschutzanlage für Rohrfernleitungen mit dem Prüfdatum 23.09.2010, TÜV Rheinland Industrie Service GmbH, Elektrotechnik, vom 13.10.2010; und  
TÜV-Revision der EMSR-Anlagen Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie Süd, KKS Nordtrasse T.L.298 – T.L. 311, Prüfdatum 18.09.2007, TÜV Rheinland Industrie Service
- [17] Bescheinigung über die Prüfungen der kathodischen Korrosionsschutzanlage gemäß TRBF 521, TÜV Rheinland Industrie Service GmbH, Anlagensicherheit, Regionalbereich Köln, mit dem Prüfdatum 12.07.2000
- [18] TÜV Rheinland Werkstoffprüfung GmbH, Bericht über Schadensuntersuchung an einem leakagebehafteten Rohrabschnitt aus der Verbindungsleitung 7, Shell Deutschland Oil GmbH, Werksgelände Wesseling, TRWP-Auftrags-Nr.: 708-8027-12, vom 19.03.2012
- [19] Betriebsaufzeichnung Füllstände der Tanks 225 und 228 vom November 2011 bis Januar 2012
- [20] Sicherheitsdatenblatt: Jet A-1, Version 4.0, Gültig ab 23.06.2011, Verordnung 1907/2006/EG
- [21] Exceltabelle mit Daten über Druck- und Mengenmessungen der Verbindungsleitung 7 vom 27.01.2012 bis zum 26.02.2012
- [22] VbF – Verordnung über brennbare Flüssigkeiten, Verordnung über Anlagen zur Lagerung, Abfüllung und Beförderung brennbarer Flüssigkeiten zu Lande, ursprüngliche

- Fassung: April 1960 (letztgültige Fassung vom 13. Dezember 1996).
- [23] TRbF 302 – Richtlinie für Verbindungsleitungen zum Befördern gefährdender Flüssigkeiten -RVF- von Juni 1986 (letztgültige Fassung von Juni 1997).
- [24] Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), vom 27.09.2002, zuletzt geändert am 8. Nov. 2011
- [25] Veränderungsanzeige für gewerbliche Anlagen, Union Rheinische Braunkohlen Kraftstoff, 8. August 1951, (in dem Bautenverzeichnis, Anlage 1 werden die Rohöltanklager BAU 298 und 311 aufgeführt)
- [26] Antrag der UK an das GAA Bonn vom 23.1.61 auf Genehmigung von Anlagen zur Treibstoffherzeugung, gewerbliche Anlagen gemäß §16 Absatz 4, Satz 1 der Gewerbeordnung in der Fassung des Gesetzes zur Änderung der Gewerbeordnung vom 22.12.1959 – Vor dem 23.5.1949 errichtete Anlagen -, mit Vermerk des GAA Bonn vom 16.03.1961
- [27] Genehmigungsbescheid zur wesentlichen Änderung des Tanklagers Bau 311 durch Umrüstung und Betrieb des TK 299 einschließlich der zugehörigen Anlagenteile zur Lagerung von Flugturbinenkraftstoff Jet A1, Genehmigungsbescheid 55.8851.9.2-81/93-A der Bezirksregierung Köln, vom 29.08.1994
- [28] Bescheinigungen über die wiederkehrenden Druckprüfungen erdverlegter Rohrleitungen nach dem Druck-Temperatur-Verfahren der Leitungen 3, 4, 5, 7, 10, 11, 12, 14 und 17 in der Shell Nordtrasse, in den Jahren zwischen 2007 bis 2011, TÜV Rheinland Group, Industrie Service, Regionalbereich Köln
- [29] Betriebliche Auswertebögen der Dichtheitsprüfungen an Ltg 7 (hier genannt EBV 7): Auswertung nach dem DT-Verfahren, vom 08.09.2010, 04.03.2011, 18.11.2011, bis, erhalten vom Betreiber per Mail am 20.06.2012
- [30] Anhang: Beschreibung und Darstellung der 7 vorhandenen Verbindungsleitungen vom Tanklager 311 zum Werk
- [31] Genehmigungsurkunde [31] des Bezirksbeschlussausschusses Köln vom 01.07.1952, Az.: BA 3/S2G zum Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Primärstickstoff und Methanol
- [32] Erlaubnisbescheid des RP Köln vom 26.10.87, Az.: 23.8603.4-1/87 über eine innerhalb

des hier gegenständlichen Leitungsbündels neu verlegte Schmutzwasserleitung

- [33] Antrag der Union Kraftstoff AG nach § 9.4, VbF und §19a WHG zur Errichtung und Betrieb einer Verbindungsleitung DN 100 vom Tankfeld 311 zum Werk, Bau 298
- [34] Anhang zum Antrag der Union Kraftstoff AG [33]
- [35] Ergänzung zum Bericht vom 24.01.96 über die Prüfung von Leckerkennungseinrichtungen an Verbindungsleitungen, TÜV Rheinland Anlagentechnik, Zentralabteilung Anlagensicherheit, vom 15.08.1996
- [36] Korrosionstechnik, Bewertung des kathodischen Korrosionsschutzes der Leitungen der Shell Nordtrasse, Open Grid Europe GmbH, vom 29.06.2012, Dokument 2012\_06\_Ber\_Shell Bündel Nordtrasse Bewertung
- [37] TÜV Rheinland Werkstoffprüfung GmbH, Bericht über Laboruntersuchungen an einem Rohrabschnitt mit Rundschweißnaht aus der Verbindungsleitung 7 auf dem Werksgelände Wesseling der Shell Deutschland Oil GmbH, TRWP-Auftrags-Nr.: 708-8027-12-02, vom 30.05.2012
- [38] Vorläufiger Bericht über „Prüfungen an Verbindungsleitung 7 und Nordtrasse nach dem Schadenden“, TÜV Rheinland, Regionalbereich Rheinland Westfalen, vom 28.08.2012
- [39] R&I Fließbild Tank 299, Jet A1, DEA Mineralöl AG, Werk Wesseling, 13-FRAH-01-003-10286-001 vom 10.11.1997
- [40] Auszug aus dem Bericht Nr. 941.223004 über die Prüfung des äußeren Korrosionsschutzes an einem erdverlegten Rohrleitungsbündel, TÜV Rheinland, Referat Elektrotechnik und kathodischer Korrosionsschutz, vom Januar bis Mai 1986
- [41] Bescheinigung über die wiederkehrenden Prüfungen an Verbindungsleitungen zum Befördern von Mineralöl und Mineralölprodukten für das Jahr 1989, TÜV Rheinland, Zentralabteilung Anlagensicherheit, la-mk-181801, Köln 28.03.1990
- [42] Site report on the ultrasonic inspection on the 4“ Line 7 Jet A1 pipeline between Bau 311 and Bau 298, Shell Rheinland Raffinerie Germany, Report No.: ISP12027\_01\_SR, A. Hak Industrial Services GmbH, vom März 2012
- [43] Ausschachtungen und Schächte, Nordtrasse, Unterflurplanausschnitt der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie Süd. Vom 09. August 2012

**12            Anhänge**



## **12.2 Prüfungen an der Rohrleitung Nr.7 und an der Nordtrasse**

Dieser Anhang enthält einen Auszug aus dem vorläufigen Bericht des TÜV Sachverständigen [38] über die nach dem Schaden durchgeführten Prüfungen, sowohl an Rohrleitung Nr.7, als auch an dem in der Shell Nordtrasse verlegten Rohrleitungsbündel. Der Bericht enthält die bis zum 28.08.2012 (Redaktionsschluss des Gutachtens) durchgeführten Prüfungen.



### **Prüfungen an Verbindungsleitung 7 und Nordtrasse nach dem Schaden**

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinlandraffinerie Werk Sued ,Ludwigshafenerstr  
50387 Wesseling

Gutachter H. Köhnreich  
Reparaturabnahme H. Leesberg (02236 – 79 – 3412)  
Ansprechpartner Shell H. Maurer  
Außerbetriebnahme 28.02.2012  
Ausbau des Schadstückes 04.03.2012  
Schadstück: Verbindungsrohrleitung 7, Nordtrasse  
Verlauf von Aufpunkt Bau 298 nach Aufpunkt Bau 311 Tanklager  
Herstellungsjahr ca. 1942  
D= 108 x 4.0mm  
Werkstoff unlegierter Stahl (St 35 )  
Unterirdischer Einbau (4.0 m – 2,6m tief) Außen Bitumenschicht und KKS geschützt  
Produkt : Jet A1  
Rohrleitung – Nummer 7



Rohrleitungen in den zugänglichen Schächten

	Ltg 3	Ltg 4	Ltg 5	Ltg 6	Ltg 7	Ltg 8	Ltg 9	Ltg 10	Ltg 11	Ltg 12	Ltg 13
Schacht 311 DS US/s Isolierung Probestück					X X / o.B. 1						
Schacht KWE1 DS US/S Isolierung					X X / o.B.						
Schacht B9 DS US/S Isolierung					X X / o.B.						
Schacht Kromberg DS US/S Isolierung					X X / o.B.						
Schacht298 DS US/S Isolierung					Ltg. 7 X 7 o.B.						



**Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**



Temporäre Ausschachtungen (Gruben) zur Prüfung der Rohrleitungen

	Ltg 3	Ltg 4	Ltg 5	Ltg 6 (Stillg)	Ltg 7	Ltg 8	Ltg 9 (A.Betr9)	Ltg 10	Ltg 11 (20)	Ltg 12 (21)	Ltg 13
Grube Tennisplatz DS Innenkorrosion Außenkorrosion Wanddicke US/s Isolierung Aussenfläche Rit Schadstück 1 Probestück		X	X		X						
Keine Keine 8,2 / o.B Korr <sup>1</sup>											
Grube Ahrstr. DS Innenkorrosion Außenkorrosion Wanddicke US/s Isolierung Aussenfläche Rit		X Keine Keine 6,8 / o.B o.B	X Keine Keine 6,8 / o.B o.B	X	X 1mm Keine 3,2mm / o.B. o.B	X Keine Keine 6,8 / o.B o.B	X Keine Keine 6,8 / o.B o.B	X Keine Keine 6,8 / o.B o.B	X Keine Keine 6,8 / o.B o.B	X Keine Keine 6,8 / o.B o.B	X Keine Keine 6,8 / o.B o.B
Grube1 Komberg DS Innenkorrosion Außenkorrosion Wanddicke US/s Isolierung Aussenfläche Rit 2 Probestücke			X		X 1 Keine 3,2mm 80% o.B. o.B X						

**Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**



	Ltg 3	Ltg 4	Ltg 5	Ltg 6(Still)	Ltg 7	Ltg 8	Ltg 9 (a.Betr)	Ltg 10	Ltg 11(20)	Ltg 12(21)	Ltg 14(22)
Grube 2 Komberg DS	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Innenkorrosion	Keine	Keine	Keine	Keine	1mm	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine
Außenkorrosion	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine
Wanddicke DS	9,5/8,8	8,1/7,3	7,6/8,1	/	3,5/4,0	3,2	1,6/2,8	8,4/8,6	5,9/7,3	8/8,6	7,2/8,7,8/7,
US/s	7,9/8,9	6,8/7,3	6,9/-8	/	3,3/3,9	3/3,5	/	7,1/7,8	5,6/6,5	7,2/8,4	7,8/7,
Isolierung	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B
Aussenfläche Rit	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B
Grube Parkhaus DS	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Innenkorrosion	Keine	Keine	Keine	Keine	1mm	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine
Außenkorrosion	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine
Wanddicke DS	8,9/8,1	7,8/8,4	7,6/7,4	/	3,0/3,1	3,1	/	8,1/8,4	7,2/7,3	8,0/8,9	8,0/9,
US/s	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Isolierung	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B
Aussenfläche Rit	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B	o.B
Grube B DS	X	X	X		X						
Innenkorrosion	o.B	o.B	o.B		o.B						
Außenkorrosion	0,B.	o.B	o.B		0,2						
Wanddicke DS											
US/s											
Isolierung	o.B	o.B	o.B		o.B						
Aussenfläche Rit	o.B	o.B	o.B St.		o.B.						
Grube C DS	X	X	X		X						
Innenkorrosion	o.B	0,B	o.B.		o.B.						
Außenkorrosion	0,B.	o.B	o.B		0,2						
Wanddicke DS	7,8/8,4	7,9/8,5	7,8		3,9/4,5						
US/s	6,6/7,6	7,0/7,8	7,7/8,5		3,6/4,4						
Isolierung	/	/	/		/						
Aussenfläche Rit	9U 0,1	o.B	o.B St.		o.B.						
Grube D DS	X	X	X		X						
Innenkorrosion	o.B	0,B	o.B.		o.B.						
Außenkorrosion	0,B.	o.B	o.B		0,2						
Wanddicke DS	8,3/8,8	7,3/7,8	8,1,8,5		3,8/3,8						
US/s	7,1/8,7	7,4/8,2	7,4/8,5		3,7/4,5						
Isolierung	/	o.B	o.B		o.B						
Aussenfläche Rit	9U 0,1	o.B	o.B St.		o.B.						
Grube E DS	X	X	X		X						
Innenkorrosion	o.B	0,B	o.B.		o.B.						
Außenkorrosion	0,B.	o.B	o.B		0,2						
Wanddicke DS	7,0/7,5	8,3/9,0	8,1,8,5		3,8/3,9						
US/s	6,7/7,8	7,1/8,2	7,5/8,7		3,5/4,1						
Isolierung	o.B	o.B	o.B		o.B						
Aussenfläche Rit	9U 0,1	o.B	o.B St.		o.B.						

Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling

-61-



	Ltg 3	Ltg 4	Ltg 5	Ltg 6)	Ltg 7	Ltg 8	Ltg 9 )	Ltg 10	Ltg 11(20)	Ltg 12(21)	Ltg 14(22)
Grube G DS Innenkorrosion Außenkorrosion Wanddicke US/s Isolierung Aussenfläche Rit	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X
Grube A DS Innenkorrosion Außenkorrosion Wanddicke US/s Isolierung Aussenfläche Rit									X Keine Keine 6,1/6,7 6,1/6,8 o.B o.B	X Keine Keine 7,5/8,6 6,8/7,7 o.B o.B	X Keine Keine 7,6/7, 6,5/7, o.B o.B
Grube H DS Innenkorrosion Außenkorrosion Wanddicke US/s Isolierung Aussenfläche Rit									X Keine Keine o.B o.B	X Keine Keine o.B o.B	X Keine Keine o.B o.B
Grube I DS Innenkorrosion Außenkorrosion Wanddicke US/s Isolierung Aussenfläche Rit									X Keine Keine 6,1/6,7 6,1/6,8 o.B o.B	X Keine Keine 7,5/8,6 6,8/7,7 o.B o.B	X Keine Keine 7,6/7, 6,5/7, o.B o.B

Leitung 6 ist stillgelegt und Leitung 9 außer Betrieb





LANUV NRW, Postfach 10 10 52, 45610 Recklinghausen

Bezirksregierung Köln  
Dezernat 53  
50606 Köln

Auskunft erteilt:  
Wolfgang Schlösinger  
Direktwahl 1937  
Fax 1910  
Wolfgang.Schloesinger@lanuv.  
nrw.de

Aktenzeichen 74-SI-5373  
bei Antwort bitte angeben  
Ihre Nachricht vom: 11.09.2012  
Ihr Aktenzeichen: 53.3.6-Wiw-  
SDOS-Leitg7  
Datum: 29.10.2012

**Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling, Rohrleitungsleckage mit Bodenverunreinigung**

**Stellungnahme zum Gutachten des Sachverständigen nach § 29a BImSchG vom 29.08.2012**

In Ihrem Schreiben (53.3.6-Wiw-SDOS-Leitg7) vom 11.09.2012 bitten Sie um eine Stellungnahme zu dem Gutachten vom 29.08.2012 des Sachverständigen nach § 29a BImSchG zum Rohrleitungsschaden an der Rohrleitung 7 der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling.

Dem LANUV haben Sie in der Anlage zu Ihrem Schreiben ein Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling des Sachverständigen nach § 29a BImSchG vom 29.08.2012 vorgelegt. Das Gutachten umfasst einschließlich der Anhänge 62 Seiten. Zur Erstellung des Gutachtens wurden vom Sachverständigen 43 Unterlagen ausgewertet, die diesem bis zum 29.08.2012 übergeben worden waren, und im Kapitel 11 des Gutachtens aufgelistet sind.

Hauptsitz:  
Leibnizstraße 10  
45659 Recklinghausen  
Telefon 02361 305-0  
Fax 02361 305-3215  
poststelle@lanuv.nrw.de  
www.lanuv.nrw.de

Dienstgebäude:  
Essen (1), Wallneyer Str. 6

Öffentliche Verkehrsmittel:  
Ab Hbf Essen mit U 11 bis  
"Messe West/Süd, GRUGA",  
weiter mit Bus 142 Richtung  
Kettwig bis Haltestelle "Wetter-  
amt/LANUV"

Bankverbindung:  
Landeskasse Düsseldorf  
Konto-Nr.: 41 000 12  
Helaba  
(BLZ 300 500 00)  
BIC-Code: WELADED  
IBAN-Code: DE 41 3005  
0000 0004 1000 12

Der TÜV Rheinland war den Angaben im vorgelegten Gutachten nach von der Shell Deutschland Oil GmbH im Einvernehmen mit der Bezirksregierung Köln, Dezernat 53, mit der

Seite 2 / 29.10.2012

1. Schadenserfassung und Schadensdokumentation:
  - a) Schaden an der Rohrleitung
  - b) Ermittlung der freigesetzten Stoffmenge an Hand des Lecks sowie an Hand der Betriebsaufzeichnungen;
  - c) Abgleich mit den Ergebnissen der Bodenuntersuchungen
2. Schadensursachenermittlung
3. Konformitätsprüfung:
  - a) Zulassung der Anlage (Lage, Beschaffenheit, Betrieb, zugelassene Stoffe)
  - b) Gesetzliche Vorschriften (Prüfungen durch Sachverständige, betriebsinterne Prüfungen)
  - c) Verfahrensvorschriften, Leckerkennung und der
4. Entwicklung von Maßnahmen zur Verhinderung gleichartiger Ereignisse (Weiterbetrieb der Rohrleitungen mit gefährlichen Stoffen in der Trasse, Prüfungen der Rohrleitungen in der Trasse)

beauftragt worden. Da die Leckage in einer Anlage auftrat, die einem Betriebsbereich nach Störfall-Verordnung zuzuordnen ist, sollten die Untersuchungen durch einen nach § 29a BImSchG zugelassenen Sachverständigen durchgeführt werden.

Diese Stellungnahme erfolgt vorbehaltlich der Auswertung der vom Gutachter vorgelegten Ergänzungen zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling, vom 27.10.2012.

Das Gutachten beinhaltet neben einer Kurzbeschreibung des Betriebes der Rohrleitung, Angaben zur Schadenserfassung und -dokumentation, Angaben zur Schadensursache und zum Schadensausmaß. Außerdem werden Angaben zur Konformität der Leitungen in der Shell Nordtrasse mit dem technischen Regelwerk, zur Neueinstufung der Verbindungsleitungen und zu Maßnahmen zur Verhinderung gleichartiger Ereignisse gemacht. Das Gutachten wurde auftragsgemäß geprüft. Im Folgenden finden Sie das Ergebnis der Prüfung:

**Zu 1.a) Zur Erfassung und Dokumentation des Schadens an der Rohrleitung 7**

Zur Erfassung und zur Dokumentation des an der Rohrleitung 7 eingetretenen Schadens wurden umfangreiche Untersuchungen vorgenommen. Nach Leckortung wurde die Leckstelle ausgegraben und das beschädigte Rohrstück entnommen und in einem Werkstofflabor untersucht. Die Untersuchung wurde fotografisch dokumentiert.

Die Erfassung und Dokumentation des Schadens ist nach Auffassung des LANUV systematisch durchgeführt worden. Das Ergebnis der Untersuchung ist plausibel.

**Zu 1.b) Ermittlung der freigesetzten Stoffmenge an Hand des Lecks sowie an Hand der Betriebsaufzeichnungen**

Zur Abschätzung der ausgetretenen Stoffmenge wurde auf Grundlage der betrieblichen Aufzeichnungen der Füllstände der Tanks 225 und 228 vom Februar 2012 festgestellt, dass der Füllstand in Tank 225 etwa ab dem 01.02.2012 über die durch die Abkühlung des Lagermediums übliche Absenkung hinaus, ungewöhnlich stark abfällt. Der Sachverständige schließt daraus, dass das Leck in der Rohrleitung zu diesem Zeitpunkt vorhanden sein musste. Zur Berechnung der bis zur Beendigung der Leckage ausgetretenen Stoffmengen setzte der Sachverständige dann die bei der Untersuchung des ausgegrabenen Rohrstückes

festgestellte Leckfläche von 68 mm<sup>2</sup> an. Der Sachverständige schließt nicht aus, dass ein kleines Leck (Pore) auch vor dem 01.02.2012 bestanden hat, eine Leckage jedoch mit den vorhandenen technischen Maßnahmen nicht erkannt werden konnte. Zum Zeitpunkt der letzten dreimonatlich wiederkehrenden Dichtheitsprüfung am 18.11.2011 war die Rohrleitung 7 entsprechend dem Prüfprotokoll jedoch noch dicht. In die Berechnung der Austrittsmenge geht außerdem der in der Rohrleitung 7 herrschende Druck ein. Dieser unterscheidet sich im Förderbetrieb und in den Förderpausen. Im Förderbetrieb beträgt der Druck durchschnittlich 2,4 bar (Pumpendruck) während in den Förderpausen im Mittel 1,6 bar (hydrostatischer Druck bei vollem Tank) Druck herrschen, weil die Tanks auch während der Förderpausen mit der Rohrleitung verbunden waren. Aufgrund von PLT-Aufzeichnungen wurden 152 h Förderbetrieb und 176 h Förderpause ermittelt. In den restlichen 272 h fand ebenfalls kein Förderbetrieb statt und die Leitung war jeweils mit einem Tank verbunden, in den nicht gefördert wurde. Eine Entnahme aus diesen Tanks war gleichzeitig über andere Leitungen möglich. Da keine betrieblichen Aufzeichnungen zu dem bei diesem Betriebszustand anstehenden Druck vorlagen, wurde der mittlere Druck vom Sachverständigen entsprechend dem hydrostatischen Druck mit 1,6 bar abgeschätzt.

Die Vorgehensweise des Sachverständigen nach § 29a BImSchG bei der Ermittlung der freigesetzten Stoffmenge ist aus Sicht des LANUV plausibel und deren Berechnung nachvollziehbar.

#### **Zu 1.c) Abgleich mit den Ergebnissen der Bodenuntersuchungen**

Ein Abgleich mit den Ergebnissen der Bodenuntersuchungen, war nach den Angaben Teil des Auftrags, ist aber nicht Bestandteil des vorgelegten Gutachtens.



## **Zu 2. Schadensursache**

Seite 5 / 29.10.2012

Als Ursache der Leckage an der Rohrleitung 7 wurde Korrosion von außen ermittelt. Der Schaden ist demnach nicht auf das Versagen der integralen Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes der Nordtrasse zurückzuführen, sondern auf einen lokalen, diesen Schutz störenden äußeren Eingriff zurückzuführen. Einen solchen Eingriff stellt die Verlegung der vorgefundenen Wasserleitung dar, die die Rohrleitung 7 kreuzt. Die Wasserleitung ist nicht in das KKS-System (Kathodisches Korrosionsschutzsystem) der Rohrleitungstrasse eingebunden, sondern mit der LKS-Anlage (Lokale Korrosionsschutzanlage) des Tanklagers verbunden, deren Schutzpotentiale nicht mit denen der KKS-Anlage korrelieren. Da im Annäherungsbereich (Abstand ca. 1,25 m) beide Leitungen Beschädigung der Isolierungen aufwiesen, kam es zwischen den sich auf unterschiedlichem Spannungsniveau befindlichen, unisolierten Stellen der Rohre zu einem Stromfluss der zum Materialabtrag bei der sich auf positiverem Potential befindlichen Rohrleitung 7 führte.

Dass im Zuge der letzten durchgeführten Prüfungen der KKS- und der LKS-Anlagen die Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes für die Rohrleitungen der Nordtrasse, unter anderem wegen unzulässigen galvanischen Kontakten zu Erdungsanlagen, nicht zweifelsfrei nachgewiesen werden konnte, wird dagegen vom Sachverständigen nicht als ursächlich für die Leckage der Rohrleitung 7 beurteilt, da die nach dem Schaden durchgeführten Prüfungen gezeigt haben, dass die Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes für alle in der Nordtrasse verlegten Leitungen gegeben ist.

Die im Gutachten des Sachverständigen nach § 29a BImSchG ausführlich dargestellte Ursache der Leckage ist plausibel.

**Zu 3. Konformitätsprüfung****Zu 3.a) Zulassung der Anlage (Lage, Beschaffenheit, Betrieb, zugelassene Stoffe)**

Der Sachverständige hat die Rohrleitungen der Shell Nordtrasse, zu denen die Rohrleitung 7 gehört, hinsichtlich ihrer Genehmigungssituation untersucht. Eine Überprüfung, ob die Rohrleitungen entsprechend der Genehmigung errichtet wurden, ist nicht Gegenstand des Gutachtens. Bei den betrachteten Rohrleitungen handelt es sich um Altbestände aus den Kriegsjahren. Für die Leitungen 3, 4, 5 und 7 wird das Baujahr mit ca. 1942 angegeben, die Leitungen 10, 11, 12 und 14 wurden Ende der 1950er Jahre verlegt. Wegen ihres Alters und der Bauzeit in den Kriegs- bzw. frühen Nachkriegsjahren liegen aus diesen Zeiten keine Unterlagen über die materielle Ausstattung sowie über baubegleitende Prüfungen oder über Abnahmeprüfungen vor Inbetriebnahme vor. Vom Sachverständigen wurden 5 vorliegende Genehmigungsdokumente ausgewertet.

Entsprechend den Angaben im Antrag vom 08.08.1951 auf Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Primärstickstoff und Methanol war der Betreiberin im Krieg durch das Reichswirtschaftsministerium die Genehmigung zur gewerblichen Erzeugung von Kraftstoffen erteilt worden. Die Genehmigungsurkunde für den Betrieb der Anlage zur Herstellung von Primärstickstoff und Methanol vom 01.07.1952 enthält keine weiteren Angaben zur Rohrleitung 7, außer, dass die Rohrleitungen betriebsmäßig dicht zu halten sind und dass Undichtigkeiten sofort zu beseitigen sind. Diese Genehmigung beinhaltet nach den Angaben auch die Errichtung aller Nebenanlagen einschließlich der Verbindungsleitungen. Mit Schreiben vom 23.01.1961 hat die Betreiberin die nachträgliche Genehmigung der vor 23.05.1949 errichteten Anlagen beantragt, zu denen offenbar auch die Rohrleitung 7 gehört. Mit Erlaubnisschein vom 26.10.1987 wurde durch den Regierungspräsident Köln die Errichtung und der Betrieb einer Schmutzwasserleitung vom Tankfeld 311

zum Werk, Bau 298, genehmigt. Der Betrieb des Tanks TK 299 zur Lagerung von Jet A1 und die Übernahme aus der Raffinerie über die bestehenden Verbindungsleitungen wurde von der BR Köln am 29.08.1994 nach § 15 BImSchG (Wesentliche Änderung) genehmigt.

Die Angaben im Gutachten des Sachverständigen nach § 29a BImSchG zur Genehmigungssituation der Rohrleitung 7 sind plausibel.

### **Zu 3.b) Gesetzliche Vorschriften (Prüfungen durch Sachverständige, betriebsinterne Prüfungen)**

Aus vorliegenden Dokumenten hat der Sachverständige ermittelt, unter welche Regelwerke die Rohrleitung 7 fiel. Demnach unterlag sie den Vorschriften der VbF und bis 2002 der TRbF 302, die dann durch die TRbF 50 ersetzt wurde. Ein Prüfbericht über die Werkstoffqualität und eine Bescheinigung über die Prüfung der Verbindungsleitung 7 haben dem Sachverständigen vorgelegen. In diesen wird die Konformität mit der VbF und TRbF 302 festgestellt. Die technische Ausrüstung, insbesondere zur Feststellung von Verlusten infolge von Leckagen wird in diesen Bescheinigungen als ausreichend erachtet. Die hier vom Sachverständigen genannte Bescheinigung über eine Abnahmeprüfung vom 28.10.86 enthält keine Angaben zur Rohrleitung 7. In der Bescheinigung über die Prüfung an einer Verbindungsleitung zur Freigabe des Förderbetriebs von Kavernenbenzin vom 24.08.1988 wird der ordnungsgemäße Zustand der Rohrleitung 7 bescheinigt. In dieser Bescheinigung wird betont, dass in die Abnahmeprüfung vom 28.10.86, obwohl sie dort nicht erwähnt wurde, auch die Rohrleitung 7 einbezogen worden ist. In der ersten Phase nach Aufnahme des Betriebs mit Kavernenbenzin wurde die bestimmungsgemäße Funktion der Ausrüstung und der Sicherheitsausrüstung im Rahmen der wiederkehrenden Prüfung 1989 durch einen Sachverständigen geprüft. Demnach waren an der Rohrleitung 7 alle Betriebs- und Sicherheitseinrichtungen vorgesehen, wie an den anderen Leitungen des Rohrbündels. In der Be-

scheinigung über die wiederkehrenden Prüfungen an Verbindungsleitungen zum Befördern von Mineralöl und Mineralölprodukten für das Jahr 1989 fordert der Sachverständige die 1988 wieder in Betrieb genommene Rohrleitung 7 in die Leckerkennung einzubeziehen. Die Dichtheitsprüfung erfolgt nach dem D-T-Verfahren (Druck-Temperatur-Verfahren).

Die Angaben im Gutachten des Sachverständigen nach § 29a BImSchG zu Abnahmeprüfungen der Rohrleitung 7 durch den Sachverständigen sind plausibel.

Wiederkehrende Prüfungen des KKS-Systems am Rohrbündel der Nordtrasse werden nach den Angaben jährlich durch Sachverständige der Fa. OGE durchgeführt. Alle drei Jahre werden die Prüfungen unter Hinzuziehung von Sachverständigen des TÜV Rheinland durchgeführt. Die Prüfungen in den Jahren 2004 und 2007 ergaben keine Auffälligkeiten. Die KKS-Anlage arbeitete zum Zeitpunkt der Prüfungen offenbar einwandfrei. Die Prüfungen der KKS-Anlage seit 2008 zeigten Fehler auf. Ob die vom Prüfer empfohlenen Sondermessungen zur Fehlersuche in Auftrag gegeben wurden, ist den Unterlagen nicht zu entnehmen. Nach Auffassung des Sachverständigen hätten die Schäden der Isolierung und die korrodierten Stellen an der Rohrleitung 7 durch diese Sondermessungen aber auch nicht erkannt werden können.

Nach Auffassung des LANUV ist davon auszugehen, dass diese Sondermessungen, die zum Ziel hatten, die Fehlerquellen zu identifizieren und die Funktionsfähigkeit des KKS-Systems wiederherzustellen, nicht durchgeführt wurden. Gleichzeitig teilt das LANUV die Auffassung des Sachverständigen, dass die Schäden an der Rohrleitung 7 durch diese Sondermessungen nicht hätten erkannt werden können.

Darüber hinaus erwähnt das Gutachten organisatorische Mängel bei der Fa. Shell (fehlende Kenntnisse über Zweck und Funktion des KKS) und gibt die folgenden Empfehlungen:

- Vor Wiederinbetriebnahme der Rohrleitung 7 ist die Funktion des KKS-Systems nachzuweisen.
- Die für das kathodische Korrosionsschutzsystem, deren Funktion, Wirksamkeit, Instandhaltung und Wartung verantwortlichen Stellen bei Bau- oder Umbaumaßnahmen im Nahbereich der Rohrleitungstrasse oder bei Arbeiten oder Änderungen an den Leitungen selbst (z.B. auf Veranlassung des Betriebes) müssen in den Informationsaustausch eingebunden werden und eine abschließende Abnahmeprüfung durchführen. Änderungen oder Ergänzungen der Informationswege sind im Sicherheitsmanagementsystem (SMS) der Rheinland Raffinerie zu berücksichtigen.

Bescheinigungen über Prüfungen der Rohrleitung 7 auf Druck und Dichtheit durch den Sachverständigen aus den Jahren 2008 und 2010 zeigten nach den Angaben keine Mängel auf. Das gilt auch für die Prüfung der anderen Leitungen der Nordtrasse auf Druck und Dichtheit. Die Druck- und Dichtheitsprüfung der Rohrleitungen erfolgt üblicherweise gemeinsam mit der Prüfung der sicherheitstechnischen Ausrüstung. In den Bescheinigungen für die Druck- und Dichtheitsprüfung der Rohrleitung 7 durch den Sachverständigen, der diese Messungen begleitete, fehlt die Bestätigung der Prüfung der sicherheitstechnischen Ausrüstung. Nach den Angaben bestätigte der die Druck- und Dichtheitsprüfung der Rohrleitung 7 begleitende Sachverständige dem Sachverständigen nach § 29a, dass die Prüfung der sicherheitstechnischen Ausrüstung trotzdem durchgeführt worden sei. Zukünftig soll diese Prüfung in den Prüfbescheinigungen aufgelistet werden.

Im Gutachten werden nach den Angaben die Betriebs- und Sicherheits-einrichtungen der Rohrleitung 7 betrachtet, die in unmittelbarem

Zusammenhang mit der Stofffreisetzung stehen. Dies sind außer der KKS-Anlage die Einrichtungen und getroffenen Maßnahmen zur Verhinderung von unzulässigen Druck- und Temperaturüberschreitungen sowie zum Erkennen von Verlusten. Die Rohrleitung 7 ist entsprechend R&I-Fließbild mit den Tanks T-225, T-228 und T-231 in der Raffinerie und dem Tank 299 im Tanklager Bau 311 verbunden. Die Absperrarmatur zu einem der drei Tanks in der Raffinerie ist stets offen. Rückströmen aus Bau 311 wird mit einer Rückschlagklappe entgegengewirkt. Die Ausrüstung der Rohrleitung 7 mit Druck- und Temperaturmessstellen und Druckentlastungseinrichtungen entspricht den Anforderungen des Regelwerks der TRbF 302. Die Bescheinigungen über wiederkehrende Prüfungen enthalten keine Hinweise auf Abweichungen.

Die Angaben im Gutachten des Sachverständigen nach § 29a BImSchG zu wiederkehrenden Prüfungen durch Sachverständige und betriebsinternen Prüfungen der Rohrleitung 7 sind plausibel.

Im Kapitel 8 des Gutachtens führt der Sachverständige aus, welche Regelungen im Einzelnen Gültigkeit hätten, wenn eine Neueinstufung der Rohrleitung 7 in den Geltungsbereich der Betriebssicherheitsverordnung bzw. des Wasserhaushaltsgesetzes erfolgt. Nach den Erfassungskriterien von Durchmesser und Druck wird die Rohrleitung 7 von § 15 Abs. 5 Betriebssicherheitsverordnung nicht erfasst. Die Regelungen der entsprechend WHG anzuwendenden TRwS 789 sehen eine Prüfung durch den Sachverständigen alle 5 Jahre sowie eine Lebensdauerabschätzung alle 5 Jahre vor. Bis zum Eintritt des Schadens wurden für den Betrieb der Rohrleitung 7 die aus Sicht des Sachverständigen am besten geeigneten Regelungen der TRbF 302 zu Grunde gelegt. Nach Auffassung des Sachverständigen stellt die TRbF 302 höhere Anforderungen an den Betrieb der Rohrleitung 7, als die der Betriebssicherheitsverordnung nachgeschaltete TRbF 50 oder die der

VAWs nachgeschaltete TRwS 789. Diese Auffassung wird vom LANUV geteilt.

Seite 11 / 29.10.2012

### **Zu 3.c)      **Verfahrensvorschriften, Leckerkennung****

Die Nord-Trasse wird entsprechend Kapitel 7.5.2 des Gutachtens nach Angaben der Betreiberin während des Betriebs täglich und im Ruhebetrieb wöchentlich begangen. Dies stellt entsprechend TRbF 302 ein Verfahren zur Erkennung von Leckagen dar. Die Begehung der Trasse im Ruhebetrieb einmal in der Woche übertrifft die entsprechende Anforderung der TRbF 302. Entsprechend dem Abnahmeprotokoll über die Prüfung der Leckerkennungseinrichtung vom 15.08.1996 erfüllten die installierten Einrichtungen zur Erkennung von Verlusten die Anforderungen der TRbF 302. Abnahme- oder Prüfbescheinigungen für Einrichtungen zum Erkennen von Leckagen im Ruhebetrieb oder über die Durchführung eines solchen Nachweises wurden entsprechend dem Gutachten von der Betreiberin nicht vorgelegt. Die Auswertung der Messwerte der installierten Einrichtungen (Mengen- und Druckmessungen) durch den Betreiber erfolgte offensichtlich im Ruhebetrieb nicht systematisch.

Die Angaben im Gutachten des Sachverständigen nach § 29a BImSchG zur Leckerkennung sind plausibel.

### **Zu 4.      **Entwicklung von Maßnahmen zur Verhinderung gleichartiger Ereignisse (Weiterbetrieb der Rohrleitungen mit gefährlichen Stoffen in der Trasse, Prüfungen der Rohrleitungen in der Trasse)****

In Kapitel 9.1 des Gutachtens werden Maßnahmen zur Wiederinbetriebnahme der Rohrleitung 7 formuliert:

- Das KKS-System ist zu überprüfen und zu ertüchtigen.

- Die für das KKS-System verantwortlichen Stellen sind bei Bau- oder Umbaumaßnahmen im Nahbereich der Rohrleitungstrasse oder bei Arbeiten oder Änderungen an den Leitungen selbst (z.B. auf Veranlassung des Betriebes) in den Informationsaustausch einzubeziehen und haben eine abschließende Abnahmeprüfung durchzuführen. Änderungen oder Ergänzungen der Informationswege sind im Sicherheitsmanagementsystem (SMS) der Rheinland Raffinerie zu berücksichtigen.
- Nochmalige Molchung der Rohrleitung Nr. 7 zur Ermittlung der Wanddickenverluste (Lebensdauerabschätzung bzw. Nullmessung) oder ggf. Ersatzuntersuchung.
- Ersatz des Leckererkennungssystems durch ein System gemäß Stand der Technik mit deutlich geringeren Leckerkennungsraten. Alternativ kann die Rohrleitung während des ruhenden Betriebs gegen die angeschlossenen Tanks abgesperrt werden. Zwar werde die Anforderung der Technischen Regel bereits mit einer jährlichen Druck- und Dichtheitsprüfung erfüllt; kontinuierlich arbeitende Leckerkennungseinrichtungen werden jedoch empfohlen.

Darüber hinaus hat der Sachverständige festgestellt, dass in den Bescheinigungen für die Druck- und Dichtheitsprüfung der Rohrleitung 7 die Bestätigung der Prüfung der sicherheitstechnischen Ausrüstung fehlt. Diese ist bei zukünftigen Prüfungen jeweils zu bescheinigen.

Außerdem wurden entsprechend dem Gutachten von der Betreiberin Abnahme- oder Prüfbescheinigungen für Einrichtungen zum Erkennen von Leckagen im Ruhebetrieb oder Informationen über die Durchführung eines solchen Nachweises nicht vorgelegt. Daher empfiehlt der Sachverständige, ein Verfahren zur regelmäßigen Überprüfung der Rohrleitung 7 auf Leckagen im Ruhebetrieb in einer Betriebsanweisung festzulegen und durchzuführen.



Neben den Empfehlungen für die havarierte Rohrleitung Nr. 7 wird auch für die anderen in der Nordtrasse verlaufenden Rohrleitungen empfohlen, deren Leckerkennungssysteme zu ertüchtigen.

Die empfohlenen Maßnahmen sind aus Sicht des LANUV dazu geeignet den sicheren Betrieb der Rohrleitung 7 und der anderen Leitungen der Nordtrasse, die der Förderung wassergefährdender Stoffe dienen, zu gewährleisten.

### **Zusammenfassende Bewertung**

Diese Stellungnahme erfolgt vorbehaltlich der Auswertung der vom Gutachter vorgelegten Ergänzungen zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling, vom 27.10.2012. Zusammenfassend kann jedoch festgehalten werden, dass das vorliegende Gutachten eine gründliche und umfassende Ereignisbewertung beinhaltet. Die im Gutachten empfohlenen Maßnahmen erscheinen bei deren Umsetzung im Rahmen der praktischen Vernunft geeignet, um eine erneute Leckage an der Rohrleitung 7 und den anderen Leitungen der Nordtrasse auszuschließen. Bei der Durchsicht der Unterlagen ist jedoch noch aufgefallen, dass ein Abgleich der an Hand des Lecks sowie der Betriebsaufzeichnungen ermittelten freigesetzten Stoffmenge mit den Ergebnissen der Bodenuntersuchungen entsprechend 1.c) des Begutachtungsauftrags nicht Bestandteil des vorgelegten Gutachtens ist.

Im Auftrag  
gez.

(Wolfgang Schlösinger)



**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in  
der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH,  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

---

**-1-**

**Ergänzung zum Gutachten  
für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für  
diese und die in der Nordtrasse verlegten  
Leitungen  
der Shell Deutschland Oil GmbH,  
Rheinland Raffinerie,  
Werk Wesseling**

**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in  
der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH,  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

---

-2-

**Anlage / Betreiber:** Shell Deutschland Oil GmbH,  
Rheinland Raffinerie,  
Werk Wesseling  
Ludwigshafener Straße 1  
50389 Wesseling

**Bestell Nr.:** 4506399731  
**Lieferantennr.:** 68032511

**TÜV-Auftrags-Nr:** 978/10837732  
**Aktenzeichen:** 181201

**Ausführende Stelle:** TÜV Rheinland Industrie Service GmbH, Köln  
- Fachbereich Energiesysteme und Automation  
- Regionalbereich Rheinland Westfalen

TÜV Rheinland Werkstoffprüfung GmbH, Köln  
- Bereich Schadensanalyse und Korrosion (IfM)

**Bearbeiter:**

**Datum des Berichts:** 2012-08-29 Rev. 0

**Datum der Ergänzung** 2012-10-27 Rev.0

**Seitenanzahl:** 12

**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

---

-3-

**Ergänzung zum Gutachten**

Von Seiten der zuständigen Behörden wurde der Sachverständige um einige ausführlichere oder zusätzliche Erläuterungen einiger Sachverhalte gebeten. Entsprechend der überreichten Fragenliste wird diesem Wunsch durch die vorliegende Ergänzung zum Gutachten nachgekommen. Zu jeder Ausführung wird der Bezug zu der Textstelle des Gutachtens genannt.

Kapitel 1.2: Ersetze „In Abstimmung und im Einverständnis mit der Bezirksregierung Köln, Dezernat 53, wurde der TÜV Rheinland von der Fa. Shell Deutschland Oil GmbH als Gutachter beauftragt, eine Stellungnahme zur Leckage an der Rohrleitung Nr. 7 in der Nordtrasse der Shell abzugeben“ durch „In Abstimmung und im Einverständnis mit der Bezirksregierung Köln, Dezernat 53, wurde der unterzeichnende Sachverständige des TÜV Rheinland, als der nach §29a BImSchG bekannt gegebene Sachverständige von der Fa. Shell Deutschland Oil GmbH über die TÜV Rheinland Industrie Service GmbH als Gutachter beauftragt“.

Kapitel 2: Ersetze „Die Ermittlung des Schadensereignisses wurde von Sachverständigen des TÜV Rheinland durchgeführt“ durch „Die Ermittlung des Schadensereignisses wurde vom Sachverständigen nach §29a BImSchG geleitet“.

Kapitel 3.5: Betrachtet werden die Rohrleitungen zum Transport wassergefährdender Medien, wie im Gutachten dargestellt. Die Rohrleitungen 1, 2, 6, 8 und 18 dienen dem Transport von Wasser bzw. Stickstoff, die Rohrleitungen 9 und 13 sind nicht in Betrieb. Mit Ausnahme der Leitungen 1, 2 und 13 fanden in 2010 an diesen Leitungen Messungen im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen der KKS Anlage statt [Messprotokoll zur KKS Anlage vom 22.09.2010]. Die Empfehlungen beziehen sich auf die im Gutachten betrachteten Leitungen. Als Ergebnis der Empfehlungen wird ein einwandfrei funktionierendes KKS/LKS System zum Schutz der in der Nordtrasse verlegten, im Gutachten betrachteten Rohrleitungen zum Transport wassergefährdenden Medien erwartet und gefordert. Die einwandfreie Funktion ist nach Realisierung der Empfehlungen nachzuweisen. Zusätzliche, sich aufgrund dieser Abnahmeprüfung ergebende Anforderungen, werden durch den Sachverständigen für KKS bestimmt und sind durchzuführen, wenn sie notwendig sind, um damit die einwandfreie Funktion zu gewährleisten und nachzuweisen. Durch diese Empfehlung verbietet sich eine Beeinflussung anderer mitverlegter Leitungen auf den KKS. Besonders zu beachten sind die in der

**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

-4-

Trasse verlaufenden Leitungen, die nicht kathodisch geschützt sind (Ltg. 1, 2 und 13). Hinweis: Bei diesen Leitungen muss, ebenfalls die leitende Verbindung zwischen dem Trassenbereich, in dem die Rohrleitungen durch den LKS geschützt werden und demjenigen, in dem die Rohrleitungen durch den KKS geschützt werden, unterbunden werden. Bei den nicht zu schützenden Leitungen kann dies statt durch ein Isolierstück auch durch den Einbau eines nicht leitenden Rohrstückes erfolgen. In diesem Fall ist die Länge des nicht leitenden Rohrleitungsstückes mit dem Sachverständigen abzustimmen.

Bei der KKS Anlage handelt es sich um ein System mit Fremdstromeinspeisung. Das Anodenbett mit 16 Horizontalanoden befinden sich innerhalb des Vierecks, eingegrenzt durch Diesel-, Bunsen-, Röntgen- und Ludwigshafenerstraße.

Kapitel 5.3.2.2: Die Genauigkeit der Mengemesseinrichtung wird mit 10 % des Messbereichs, entsprechend  $\pm 5 \text{ m}^3/\text{h}$  angegeben.

Unter der „übrigen Zeit“ wird die Zeit verstanden, in der die Verbindung eines Tanks zur Leitung 7 geöffnet war, aber keine Förderung durch diese Leitung, sondern zu anderen Abnehmern erfolgte. Während dieser Zeit war der mit Leitung 7 verbundene Tank nicht vollständig gefüllt. Bei der Mengenverlustberechnung wurde aber konservativ ein gefüllter Tank mit dem entsprechenden hydrostatischen Druck angenommen.

Kapitel 5.3.2: Klarstellung: unter dem Begriff „komplexe kathodische Korrosionsschutzanlage“ ist eine „komplexe Anlage“ entsprechend des nachfolgenden Zitats gemeint. *Von deutscher Seite wurde der in DIN-Mitt. 71. 1992, Nr. 1, im Kurzverfahren veröffentlichte Arbeitsentwurf "Lokaler kathodischer Korrosionsschutz (LKS) von unterirdischen Tankanlagen und Rohrleitungen aus metallischen Werkstoffen", der die entsprechenden Beschaffenheitsanforderungen der Technischen Regeln für brennbare Flüssigkeiten, TRbF 522 "Richtlinie für den lokalen kathodischen Korrosionsschutz (LKS) von unterirdischen Tankanlagen und Rohrleitungen aus metallischen Werkstoffen (LKS-Richtlinie)", enthielt, in die europäischen Arbeiten eingebracht.*

*Die Norm ist auf den kathodischen Korrosionsschutz von komplexen Anlagen anzuwenden. Sie gilt für Anlagen, bei denen ein kathodischer Korrosionsschutz erforderlich ist und die jedoch entweder aus technischen oder aus sicherheitsbezogenen Gründen nicht elektrisch von Fremdanlagen aus Metall getrennt werden können, die sich in demselben Elektrolyt befinden*

**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

-5-

wie das Schutzobjekt. Eine derartige Anlage wird als "komplexe Anlage" bezeichnet. [Regelwerk LKS: Zitat DIN Beuth Verlag]

Kapitel 6.1: Nach Aussage von Shell wurde das KKS System für die Nordtrasse 1962 installiert, das LKS System für das Tanklager 311 in 1996

Isolationsfehlstellen können nur mittels einer Intensivmessung ermittelt werden. Dazu sind Messungen an jeder Leitung entlang der Leitungstrasse in geringen Abständen (i.A. 5 m) erforderlich. Im Rahmen der jährlich durchgeführten wiederkehrenden Prüfungen wird an dazu vorgesehenen, fest installierten Messeinrichtungen überprüft, ob die Potentialabsenkung der Leitung den Vorgaben des Regelwerkes entspricht. Mit dieser Messung können keine Fehlstellen in der Isolierung erkannt werden.

Kapitel 6.4.1: Die angesprochene Wechselwirkung wurde im Zuge der Intensivmessung, d.h. der Aufnahme der Rohr-/Bodenpotentiale und der Ermittlung des Potentialgradienten festgestellt. Die Intensivmessung ist eine Sondermessung und nicht wiederkehrend durchzuführen.

Kapitel 6.4.2: Pläne über Verlauf und Abstand der den Schaden verursachenden Wasserleitung zu den übrigen Rohrleitungen der Trasse sind beim Betreiber vorhanden und werden als Unterlage aufgenommen [44], [45]. Der Höhenabstand zwischen den Rohrleitungen (Wasserleitung, Leitung 7) beträgt im Bereich der Baugrube ca. 0,8 m, der Abstand zwischen Wasserleitung und Leckort betrug ca. 1,30 m. Im Querungsbereich der Leitung 7 und der Wasserleitung wurde über die Länge der Baugrube das Teilstück der Wasserleitung durch ein Kunststoffrohr aus PEHD ersetzt.

Im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen werden Messung der Schutzpotentiale, Ströme und Widerstände an den bestehenden Messmöglichkeiten des KKS Systems von OGE und TÜV durchgeführt, siehe Gutachten Kapitel 7.4.1. Durch diese Messungen konnte, ab dem Jahr 2008 bis zum Schadensereignis die Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes nicht zweifelsfrei nachgewiesen werden. Im Jahr 2011 konnten im Rahmen der wiederkehrenden Prüfung von OGE, außer einer Messung an der Messprobe am Aufpunkt 298 keine Prüfungen an den sechs entlang der Trasse vorhandenen Messpunkten vorgenommen werden, da die KKS Anlage zum Zeitpunkt der Messung abgeschaltet war [46]. Ein nachfolgender Bericht über eine wiederkehrende Prüfung aus dem Jahr 2011 liegt dem Sachverständigen nicht vor.

**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

-6-

Bei Durchführung einer geeigneten Intensivmessung werden Isolationsfehlstellen gefunden. Da Korrosion immer mit einer Isolationsfehlstelle verbunden ist, hätte bei Freilegung dieser Stellen auch die Schadensstelle gefunden werden können. Diese Vorgehensweise wurde zur Begutachtung von eventuell vorhandenen weiteren Schadensstellen angewendet, mit dem im Gutachten beschriebenen Ergebnis, dass keine beachtenswerten Schadensstellen außerhalb des Schadensbereiches (Kreuzung der Wasserleitung mit der Leitung 7) vorgefunden wurden. Im Schadensbereich wurden Korrosionen an den Leitungen 4 und 5 gefunden [38].

Ergänzende Erläuterung zu den Schadenseintrittsvoraussetzungen: Die Voraussetzung für das Eintreten des Schadensereignisses an der in der Nordtrasse entlang der Waldstraße geführten Rohrleitung 7 war das gleichzeitige Auftreten von vier Fehlern:

1. Schaden an der Isolierung der Rohrleitung 7,
2. Schaden an der Isolierung der Wasserleitung im Nahbereich der Leitung 7,
3. kreuzende Leitung (Wasserleitung) mit Anschluss an das LKS System,
4. die hohe Potentialabsenkung der Wasserleitung durch das LKS System, gegenüber der durch das KKS System geschützten Rohrleitung 7.

Die übrigen am KKS System festgestellten Fehler sind für das Schadensereignis nicht auslösend, können aber hinsichtlich der Korrosion verstärkend gewirkt haben. Eine quantitative Aussage der Dauer und Stärke des Korrosionsangriffs auf Leitung 7 ist jedoch, auch wegen der im Kapitel 4.2.2 im Zuge der Schadensuntersuchung festgestellten länger zurückliegenden Korrosionsangriffe, nicht möglich.

Weitere entlang der Waldstraße detektierte Isolationsfehlstellen wurden aufgegraben (siehe Ausschachtungen und Schächte [43]) ohne beachtenswerte Korrosionsangriffe zu finden. Hingegen konnten an diesen Fehlstellen häufig Kalziumcarbonatablagerungen nachgewiesen werden, die als Zeichen einer bestehenden Schutzwirkung gelten. Dies zeigt, dass der Grund für die am Kreuzungspunkt der Wasserleitung mit der Leitung 7 aufgetretene Korrosion an der externen Beeinflussung der Rohrleitung 7 durch die Wasserleitung mit ihrem gegenüber der Rohrleitung 7 stark abgesenktem Potential anzusehen ist (siehe hierzu auch Kapitel 9.2 des Gutachtens).



**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

---

-7-

Kapitel 7.2: Es liegen dem Gutachter keine Unterlagen vor, aus denen hervorgeht, ob die in 1994 für die Rohrleitung 7 erfolgte Umstellung des Förderbetriebes von Kavernenbenzin auf Jet A 1 als eine wesentliche Änderung betrachtet wurde. In § 10 der VbF „Änderungen bei erlaubnisbedürftigen Anlagen“ heißt es: „*Als wesentliche Änderungen ist jede Änderung anzusehen, die die Sicherheit der Anlage beeinträchtigen kann*“. Der Gutachter kann nachvollziehen, dass die Produktumstellung von Kavernenbenzin (einem Medium mit der Einstufung gemäß §3 der VbF in die Gefahrenklasse A I) auf das Produkt Jet A1 (einem Medium mit der Einstufung in die niedrigere Gefahrenklasse A II) nicht als wesentlich betrachtet wurde, zumal hinsichtlich der Förderung beider Produkte dasselbe Regelwerk und dieselben technischen Regeln, insbesondere die der TRbF 302 anzuwenden waren. Die Einhaltung der heranzuziehenden technischen Regeln wurde vor Inbetriebnahme der Rohrleitung 7 durch eine Abnahmeprüfung nachgewiesen .

Es wurden dem SV keine Unterlagen vorgelegt, aus denen hervorgeht, dass die Rohrleitung vom Betreiber unter die TRbF 50 eingestuft worden wäre.

Kapitel 7.3: Unter der Annahme, dass die Produktumstellung als keine wesentliche Änderung gemäß § 10 der VbF angesehen wurde, entfiel eine erneute Abnahmeprüfung vor Inbetriebnahme nach Produktumstellung.

Kapitel 7.4: Spezielle Fragen zu den in den Prüfbescheinigungen aufgeführten Mängeln an der KKS Anlage müssen von dem die Anlage prüfenden und die Prüfbescheinigung ausstellenden Sachverständigen beantwortet werden. Dieser hat die Mängel festgestellt, dokumentiert und damit den Betreiber zu deren Behebung aufgefordert. Der Gutachter bewertet die Gesamtaussage der Prüfbescheinigungen hinsichtlich der für das Schadensereignis relevanten Aufrechterhaltung der Schutzfunktion für die Rohrleitungen. Dabei war zu bewerten, dass seit dem Jahr 2008 bis zum Schadensereignis, infolge der mangelnden Behebung der in den Prüfbescheinigungen genannten Einzelfehler, die Wirksamkeit des KKS nicht oder nicht vollständig nachgewiesen werden konnte.

Kapitel 7.4.1: Die Sondermessung betraf Messungen zur Eingrenzung des Fehlers der galvanischen Kopplung der KKS /LKS Anlagen, die zumeist durch Fehler im oberirdischen Bereich an den Aufpunkten, wie z.B. defekte Isolierflansche oder Funkenstrecken oder sonstige Zufallsverbindungen hervorgerufen werden. Diese Sondermessung diente nicht zum Nachweis

**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

---

-8-

des KKS für die verlegten Leitungen in der Nordtrasse und somit auch nicht zum Nachweis des KKS an der Schadensstelle.

Kapitel 7.4.3: Die Dichtheitsprüfung nach dem D-T Verfahren wird entsprechend dem VdTÜV Merkblatt 1051 durchgeführt. Dieses sieht nur in bestimmten Fällen einen Ablasstest vor, in denen anders kein oder ein zu ungenaues Ergebnis zu erhalten wäre.

Kapitel 7.5.1: Eine generelle Forderung nach einer Abschieberung im Ruhebtrieb zwischen Tank und angeschlossenen zur Befüllung oder Entleerung vorgesehenen Rohrleitungen ist dem Sachverständigen nicht bekannt.

Als der BetrSichV nachgeschaltet ist auch die TRBS 1201 Teil 2 zu beachten.

Kapitel 7.5.2: Als das anzuwendende Regelwerk wird vom Sachverständigen das zur Zeit der Inbetriebnahme der Leitungen gültige Regelwerk, insbesondere die TRbF 302 angegeben. Entsprechend der BetrSichV sind als technische Regeln die TRbF 50 bzw. die TRBS 1201 Teil 2 anzuwenden. Diese Regelwerke gehen nach Meinung des Sachverständigen zu wenig auf die speziellen Aspekte und Erfordernisse einer erdgedeckten, außerhalb eines Werksge- ländes verlaufenden, über achthundert Meter langen Rohrleitung, ehemals als Verbindungslei- tung bezeichnet, ein. Auf speziell diese Rohrleitungen bezieht sich die TRbF 302 „Richtlinie für Verbindungsleitungen zum Befördern gefährdender Flüssigkeiten –RVF–. Unbeschadet der Erfordernis der Durchführung der Prüfungen entsprechend den in Kapitel 8 genannten anzu- wendenden Regelwerke, bezieht sich der Sachverständige zur Beurteilung und Prüfung der hinsichtlich des Schadensereignisses relevanten technischen Sachverhalte als Erkenntnis- grundlage auf das genannte Regelwerk TRbF 302 und seine Prüfvorschriften, deren Durchfüh- rung und Einhaltung im Gutachten gewürdigt werden. Die Durchführung darüber hinausge- hender Prüfungen wurde nicht geprüft. Im Vergleich sind die gemäß der BetrSichV festgeleg- ten Prüfintervalle für die wiederkehrenden Prüfungen der hier betrachteten Rohrleitungen größer, wobei für die Leitung 7 entsprechend ihres geringen Durck/Durchmesserproduktes in der BetrSichV keine festgelegten Prüffristen genannt sind.

Kapitel 8.1: Ersetze das Wort „Werksleitung“ durch „Rohrleitung“.

Kapitel 9.1.1: Das genannte Jahr „1988“ ist durch „1994“ zu ersetzen.

**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

-9-

Kapitel 9.1.2: Resultierend aus den Ergebnissen der Untersuchungen zur Integrität der Rohrleitung 7 wird die Molchung der Leitung empfohlen.

Kapitel 9.1.2: Aus dem Inspektionsbericht der Molchfirma A. Hag [42] wurde an Meter 584.71 eine Wanddickenminderung auf 2,1 mm infolge Innenkorrosion gemessen. Die Nachmessung des Sachverständigen ergab an dieser Stelle eine Restwanddicke von 2,3 mm [38]. Der betreffende Ort befindet sich zwischen Aufpunkt Bau 298 und dem Kombergsschacht in dessen unmittelbarer Nähe. Hier wurde das betreffende Leitungsstück ausgebaut und ersetzt. Der Ort ist in [43] eingezeichnet und als „Teilstück LTG 7 erneuert“ bezeichnet.

In der Regel werden Wanddicken unter 2 mm bei Pipelinerohren von unseren Sachverständigen nicht mehr akzeptiert, auch wenn die Wanddicke mit den nach Regelwerk erforderlichen Zuschlägen und unter Beachtung des Sicherheitsbeiwertes rein rechnerisch ausreichen würde.

Kapitel 9.1.3: Als empfohlene Grenze für die Erkennbarkeit schleichender Leckagen werden hier Werte  $< 5$  Liter pro Stunde genannt. Dabei handelt es sich um einen sehr ambitionierten Wert, der auch für neue Rohrleitungen nicht grundsätzlich erreichbar ist. Die jeweils erreichbare Erkennungsgrenze hängt von vielen Faktoren ab, wie u.a. der geometrischen Abmessung und der Ausrüstung der Rohrleitung sowie von den betrieblichen Bedingungen wie z.B. der Zeitdauer des Ruhebetrieb und dem Einsatz des an diese Gegebenheiten am besten angepassten Leckerkennungsverfahrens. Die Erkennungsgrenzen, die mit den gängigen Erfassungseinrichtungen üblicherweise erreicht werden, wie z.B. mit dem Druck-/Differenzverfahren, dem Druck-/Temperaturverfahren, dem Drucksprungverfahren oder mit einem Lecksuchmolch, liegen zwischen 10 und 20 Litern pro Stunde. Die Auswahl des zu implementierenden Verfahrens sollte den jeweils vorliegenden Randbedingungen angepasst und mit dem Betreiber abgestimmt werden.

Sollte für den Ruhebetrieb die Absperrung der Rohrleitung von angeschlossenen Tanks als Alternative zu einer Leckerkennungseinrichtung erwogen werden, so ist in der Regel die freigesetzte Menge konservativ mit dem Rohrleitungsinhalt gleichzusetzen, wenn die Absperrorgane nachgewiesen dicht schließen. Diese Menge ist mit der Verlustmenge zu vergleichen, die bei einem Verfahren zur Leckerkennung anzusetzen ist. Das Verfahren zum Erkennen schleichender Leckagen bleibt hiervon unberührt.

Nach der TRbF 302 Abschnitt 10.6 wird eine Einrichtung zum Erkennen von Verlusten wäh-

**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

---

-10-

rend des Förderbetriebes und in den Förderpausen gefordert. Hierzu können vorhandene Betriebseinrichtungen wie Druck- oder Mengenmessenrichtungen herangezogen werden. Diese Einrichtungen sind für das Erkennen von Verlusten in den Ruhepausen vorhanden, so dass anhand der manuellen Ablesung das Erkennen einer Leckage möglich ist, wie dies auch im Fall des Schadensereignisses erfolgte. Um hier eine definierte, vom überwachenden Personal und von Betriebsvorschriften oder Arbeitsanweisungen unabhängige Alarmierung zu gewährleisten, werden automatische Erkennungseinrichtungen empfohlen.

Die Druck- und Dichtheitsprüfung erfolgt entsprechend dem VdTÜV Merkblatt 1051. Ersetze im Gutachten in Kapitel 9.3.1 unter Sachstand „VdTÜV Merkblatt 1052“ durch „VdTÜV Merkblatt 1051“.

Kapitel 9.1.4: Der Betreiber konnte auf Nachfrage des Sachverständigen (kurzfristig) nicht klären, wann und durch wen die den Schaden inizierende Wasserleitung erbaut wurde.

Mit einer zusätzlichen regelmäßigen Messung wird hier nicht die Intensivmessung angesprochen. Es sind die Messungen zur Feststellung der Beeinflussung an den empfohlenen eingebauten stationären Messproben gemeint, die im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen und der betrieblichen Prüfungen in jährlichem Turnus durchgeführt werden (z.Zt. durchgeführt durch OGE). Hier wird eine kontinuierliche Fernüberwachung für bestimmte noch festzulegende KKS Parameter empfohlen.

Zusätzlich zu den bzgl. der technischen Maßnahmen ausgesprochenen Empfehlungen sollen an der Rohrleitung 7 vor der Wiederinbetriebnahme die anstehenden wiederkehrenden und die vereinbarten Prüfungen (Druck- und Dichtheitsprüfung) durchgeführt werden. Weiter soll, sobald die für die kathodischen Schutzsysteme LKS und KKS empfohlenen Maßnahmen umgesetzt sind, durch eine abschließende Messung bestätigt werden, dass sowohl das KKS System der Nordtrasse bei eingeschalteter LKS-Anlage, als auch das LKS System für den Teil der Nordtrasse, der nunmehr durch dieses Systems geschützt wird, wirksam ist.

Kapitel 9.2: Als kritische Stellen sind insbesondere Rohrkreuzungen anzusehen, bei denen ähnliche Verhältnisse vorliegen könnten, wie im Schadensbereich. Hier muss die Integrität der Leitung unzweifelhaft nachgewiesen werden. Dieser Nachweises kann mit verschiedenen Nachweismethoden (z.B. Molchung, Aufgrabung, Intensivmessung) geführt werden. Die zu wählende Methode ist mit dem, die Integrität der jeweiligen Leitung beurteilenden Sachver-

**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

-11-

ständigen (z.B. gemäß TRwS 789 (DWA-A 789) abzusprechen.

Kapitel 9.2.3: Die Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse (gemäß Febr. 2012 überreichter Mustergliederung) mit dem Ziel der Verbreitung von Erkenntnissen, auch über die ZEMA, erfolgt im Nachgang als Ergänzung zur Fertigstellung des Gutachtens.

Kapitel 10: Gemeint sind die beschriebenen Maßnahmen zur Trennung von LKS und KKS durch Isolierstücke und damit die Einbeziehung der Leitungen der Nordtrasse im Nahbereich des Tanklagers 311 in den LKS (siehe Kapitel 9.2.1). Die nach der Umsetzung dieser Maßnahmen empfohlenen Prüfungen betreffen die Funktion der Korrosionsschutzanlagen in Bezug auf die Schutzwirkung der in der gesamten Nordtrasse verlegten Rohrleitungen.

Der angezogene Wert für die Korrosionsrate ist dem Handbuch für den kathodischen Korrosionsschutz (Autoren: Walter von Baeckmann und Wilhelm Schwenk) entnommen.

Kapitel 12.2: Legende der verwendeten Abkürzungen:

- x    genannte Messung wurde durchgeführt
- /    es liegen noch keine Ergebnisse vor
- o.B. die Inaugenscheinnahme war ohne Befund

Fragen zur Unterlage [36]: Der Inbetriebnahmebericht der LKS Anlage zum Korrosionsschutz des Tanklagers lag dem Sachverständigen nicht vor, da er zur Beurteilung der KKS Anlage zum Schutz der in der Nordtrasse verlegten Rohrleitungen keine Relevanz besitzt, die über das Maß der im Rahmen der Prüfung der KKS Anlage gefundenen Beeinflussung hinausgeht. Zur Unterbindung/Reduzierung dieser Einflüsse werden Maßnahmen empfohlen und umgesetzt, die auch das LKS System betreffen und dieses als Schutzsystem des naheliegenden Trassenbereichs einbindet. In diesem Bereich ist die Funktion der LKS Anlage gemeinsam mit der KKS Anlage zu prüfen, wie dies in Kapitel 10 und ergänzend auch in Kapitel 9.1.4 dargestellt ist. Als Empfehlung wird vor Inbetriebnahme der Leitung 7 und nach der Implementierung der empfohlenen Maßnahmen zur Trennung der Schutzsysteme, eine abschließende Prüfung der LKS/KKS Anlage ausgesprochen, so dass sichergestellt ist, dass alle, auch die früheren Empfehlungen, soweit sie die Beeinflussung des KKS Systems zum Schutz der Rohrleitungen betrafen, mindestens durch alternative Maßnahmen umgesetzt sind.

**Ergänzung zum Gutachten für Rohrleitung 7 und Empfehlungen für diese und die in der Nordtrasse verlegten Leitungen der Shell Deutschland Oil GmbH, Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling**

---

-12-

Fragen zur Unterlage [36]: Der Bericht über die Prüfung des äußeren Korrosionsschutzes an einem erdverlegten Rohrleitungsbündel aus dem Jahr 1985 lag dem Sachverständigen nicht vollständig vor.

Der Revisionsbericht [46] von Open Grid Europe über die Prüfungen am KKS System, mit Datum vom 15.07.2011 für das 1. und 2. Quartal 2011 lag dem Sachverständigen nicht vollständig vor und wurde behördenseits übergeben. Der Bericht wurde in den vorliegenden Ergänzungen zum Gutachten gewürdigt (siehe die Ergänzungen zu Kapitel 6.4.2).

### **Ergänzende Unterlagen**

- [44] Rohrbuch Leitung 7, Unterflurlageplan, MM-P39, vom 25.10.2012,
- [45] Katasterplan für Leitung 7, Lageplanausschnitt, MM-P39, 1:1000, vom 09.08.2012,
- [46] Open Grid Europe, „Revision des kathodischen Korrosionsschutz ihres Leitungsbündels von der Shell-Raffinerie Werk Wesseling zum Tanklager 311 und Tankbehälter in der Shell-Raffinerie Werk Wesseling, Revisionsbericht für das 1. und 2. Quartal 2011, vom 15.07.2011

**Für die Gutachter**

**Köln, 2012-10-27**

978-kue : ShellSchaden Ltg7/Endbericht\_Stand20120829Rev0\_Ergänzung20121027.doc



Industrie Service

TÜV SÜD Industrie Service GmbH · Zentralbereich Mannheim · Deutschland

**Mehr Sicherheit.  
Mehr Wert.**

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling  
Luwigshafenerstraße 1  
50389 Wesseling

## Bericht IS-DDT-MAN 101/12

Schadensuntersuchung Leckage Heartcut Shell Raffinerie Godorf

### Schlußbericht

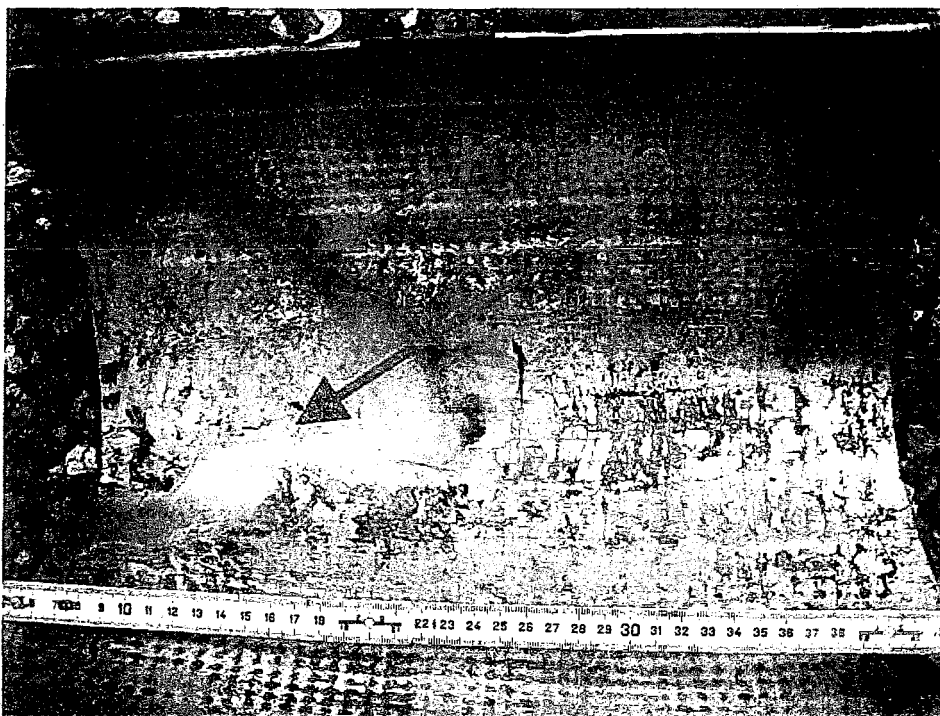


Abbildung 1 Austrittskanäle Schelle

Datum: 30.10.2012

Unsere Zeichen:  
IS-DDT-MAN/kr

Dokument:  
schlußbericht stofffreisetzung  
heartcut shell.doc

Das Dokument besteht aus  
27 Seiten.  
Seite 1 von 27

Die auszugsweise Wiedergabe des  
Dokumentes und die Verwendung  
zu Werbezwecken bedürfen der  
schriftlichen Genehmigung der  
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen  
sich ausschließlich auf die  
untersuchten Prüfgegenstände.



Sitz: München  
Amtsgericht München HRB 96 869  
UST-IdNr. DE129484218  
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV  
unter [www.tuev-sued.de/impressum](http://www.tuev-sued.de/impressum)

Aufsichtsrat:  
Karsten Xander (Vorsitzender)  
Geschäftsführer:  
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),  
Dr. Ulrich Klotz, Thomas Kainz

Telefon: 0621-395-236  
Telefax: 0621-395-632  
[www.tuev-sued.de/is](http://www.tuev-sued.de/is)

**TUV®**

TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Tankanlagen  
Zentralbereich Mannheim  
Deutschland



## Inhaltsverzeichnis

1. Auftraggeber .....	4
2. Schadensort.....	4
3. Zuständige Behörde.....	4
4. Aufgabenstellung .....	4
5. Untersuchungsteam.....	5
6. Eingereichte Unterlagen.....	5
7. Wesentliche Rechtsgrundlagen.....	5
8. Kurzbeschreibung der Anlage .....	6
9. Bezug .....	6
10. Abschätzung und Ermittlung der freigesetzten Menge .....	6
10.1. Vermessung der Kanäle.....	6
10.2. Modellierung und Berechnung.....	7
10.3. Ergebnisse .....	9
11. Hergang der Betriebsstörung .....	9
12. Ursachenermittlung.....	10
13. Prüfung des normkonformen Betriebs.....	13
14. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile .....	14
15. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit .....	14
15.1. Der konkrete Einzelfall .....	14
15.2. Generelles und Ausblick.....	16
16. Zusammenfassung .....	16





## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Austrittskanäle Schelle.....	1
Abbildung 2	Vermessung Kanal 1.....	6
Abbildung 3	Vermessung Kanal 2.....	7
Abbildung 4	in 2012 nach Schellendemontage vorgefundenes Leck .....	10
Abbildung 5	Rohrschelle außen im Auflagerbereich Loslager .....	11
Abbildung 6	Zersetzungsmulden in der Dichtmatte .....	12
Abbildung 7	Austrittskanäle .....	12

## Verzeichnis der Anhänge

Anhang 1	Bericht über die Untersuchung der Rohrleitung 2701 –Heart-Cut Leitung-.....	17
Anhang 2	Ergebnisse der Bodenproben vom 19.10.2012.....	18
Anhang 3	Präsentation der Bodenuntersuchungen Heartcut Besprechung Bezirksregierung Köln 18.10.2012 .....	19
Anhang 4	Sicherheitsdatenblatt Heartcut.....	20
Anhang 5	Analytik Heartcut vom 10.10.2012 .....	21
Anhang 6	Förderleistung Leitung 2701 „Trend Display“ .....	22
Anhang 7	Bescheinigung wiederkehrende Prüfung 2007.....	23
Anhang 8	Vorläufiger Prüfbericht über eine Äußere Prüfung der Leitung 2701 vom 28.06.2012.....	24

## Quellenverzeichnis

Quelle 1	Informationsmappe Leitung 2701 Heartcut „PIP OUT“ .....	25
Quelle 2	Vorschaden aus 2006 Bericht Klein Beyer Analysenprotokoll Lageplan Sanierungsbrunnen Abschlußbericht Boden Luft Untersuchungen Abschluß Boden Luft Sanierung .....	26
Quelle 3	Herstellerangaben Schelle Dichtmattenbeständigkeit .....	27



## **1. Auftraggeber**

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling  
Luwigshafenerstraße 1  
50389 Wesseling

## **2. Schadensort**

Shell Rheinland Raffinerie Werk Godorf  
Godorfer Hauptstraße 150  
50997 Köln  
Betrieb MMDA Kreuzung Straße 7/12

## **3. Zuständige Behörde**

Bezirksregierung Köln  
Zeughausstraße 2-10  
50667 Köln  
Herr Wolfgang Wick

## **4. Aufgabenstellung**

Die Aufgabenstellung wurde von der Bezirksregierung Köln mittels Anordnung einer sicherheitstechnischen Prüfung vom 11.10. 2012 Aktenzeichen 53.3.6-Wiw-SDON unter Punkt A.1.2 präzise formuliert. Danach ist folgendes vom Sachverständigen durchzuführen:

- a. Ermittlung der freigesetzten Menge
- b. Hergang der Betriebsstörung
- c. Ursachenermittlung
- d. Prüfung des normenkonformen Betriebs
- e. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile
- f. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit



## 5. Untersuchungsteam

## 6. Eingereichte Unterlagen

Von der Shell Deutschland Oil GmbH wurden umfangreiche Unterlagen eingereicht und zur Verfügung gestellt; sie finden sich im Wesentlichen in den Anhängen.

Folgend ein Listing der bedeutsamen Unterlagen und Quellen

- Informationsmappe Rohrleitung 2701 D014-PIP-OUT 2701 Dokumenten-Nr. 4-2370-52-2744 Revision 0 vom 01.02.2008 mit den Inspektions- und Prüfberichten
  - Insbesondere Inspektionsbericht Blatt 122
- Prüfbescheinigung vom 08.08.2007 über die wiederkehrende Prüfung
- Vorläufiger Prüfbericht des TÜV Rheinland vom 28.06.2012
- Process Flow Scheme Zeichnung 4-2002-95-897 Index 6, Isometrie, MSR-Schema
- Sicherheitsdatenblatt Heartcut
- Analytik T300 Heartcut vom 10.10.2012 und Probenanalyse vom 01.09.2012
- Trend Display über die Förderleistung, den zeitlichen Verlauf des Volumenstroms in der Leitung
- Unterlage zum Hergang der Betriebsstörung
- Basisunterlage Leitung 2701 Heartcut, die dem Sachverständigen im Zuge des Ortstermins vom 11.10.2012 übergeben wurde und gemäß seinen Anforderungen bereits im Vorfeld des Termins von Shell zusammengestellt worden war. Sie enthält u.a. das Schreiben der Bezirksregierung vom 11.10.12 (Anordnung der sicherheits-technischen Prüfung), diverse R+I's und bereits erste relevante Emails.

Der weitere Informationsaustausch und die weitere Informationsbeschaffung verliefen im Wesentlichen über Emails und Telefonate. Vor-Ort-Begehungen und Prüfungen wurden durch die Sachverständigen des Untersuchungsteams durchgeführt.

Von besonderer Bedeutung sind die Untersuchungen am havarierten Rohrstück und der dort eingebauten Schelle. Die Ergebnisse liegen vor. Der Bericht findet sich in Anhang 1.

## 7. Wesentliche Rechtsgrundlagen

Hier sind das BImSchG und insbesondere die Störfallverordnung mit ihren Anhängen und das WHG und im Besonderen die einschlägigen TRWS'en z.B. die TRWS 779, 780, zu nennen.

## 8. Kurzbeschreibung der Anlage

Die Beschreibung der Rohrleitung und deren Betriebsbedingungen ergeben sich im Wesentlichen aus den vorliegenden Unterlagen wie den R+I's, Inspektions- und Prüfbescheinigungen; hinsichtlich des Mediums aus dem Sicherheitsdatenblatt und den Tankprobennahmen vom 10.10.2012 und 01.09 bis 03.09.2012.

## 9. Bezug

Zunächst wurde auf Wunsch der Bezirksregierung Köln der Punkt a) „Ermittlung der freigesetzten Menge abgearbeitet“; die Ergebnisse liegen mit Bericht IS-DDT-MAN 81/12 vor. Wesentliches wird in den vorliegenden Schlußbericht eingearbeitet.

## 10. Abschätzung und Ermittlung der freigesetzten Menge

Die mittlerweile abgeschlossenen Laboruntersuchungen an Rohrstück mit Rohrleitungsleck aus 2006, Schelle und Dichtmatte aus Elastomer (siehe Bericht Anhang 1 „Bericht über die Untersuchung der Rohrleitung 2701 Heart-Cut Leitung“) haben die Annahmen zur Ermittlung der freigesetzten Menge bestätigt.

Bericht und folgende Bilddokumentation zeigen, daß sich zwei Austrittskanäle durch Medien-einfluß gebildet haben. Die Kanäle wurden genau vermessen (siehe folgende Bilder) und mußten für die folgenden Berechnungen in gewisser Weise modelliert werden.

### 10.1. Vermessung der Kanäle

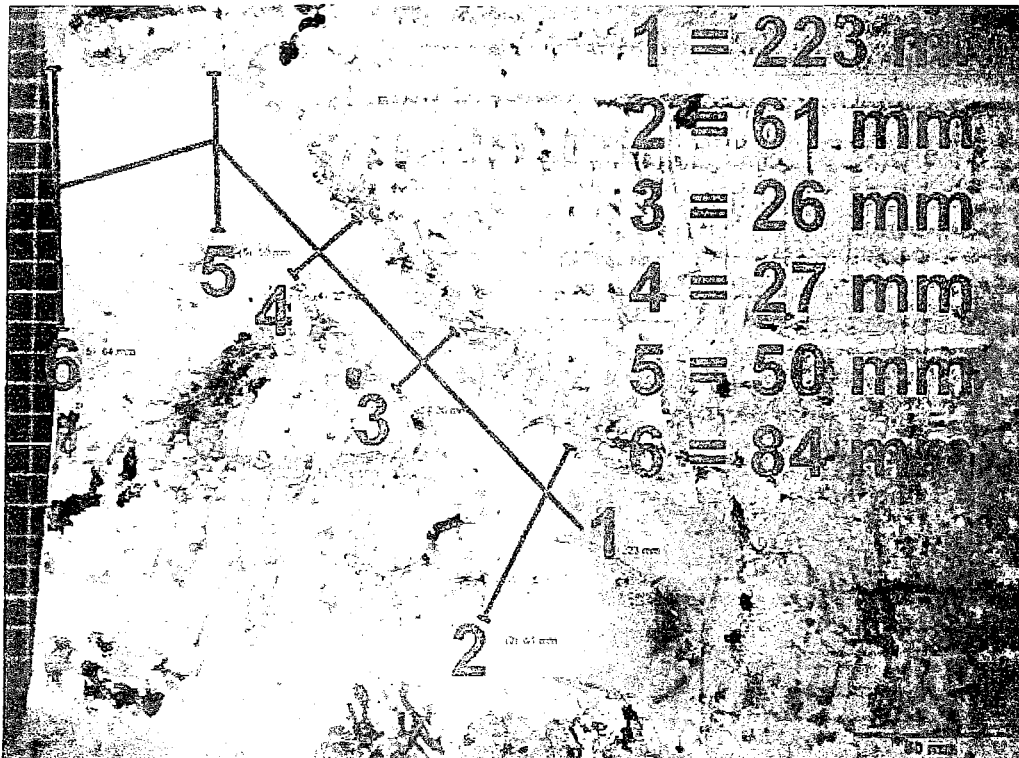


Abbildung 2 Vermessung Kanal 1

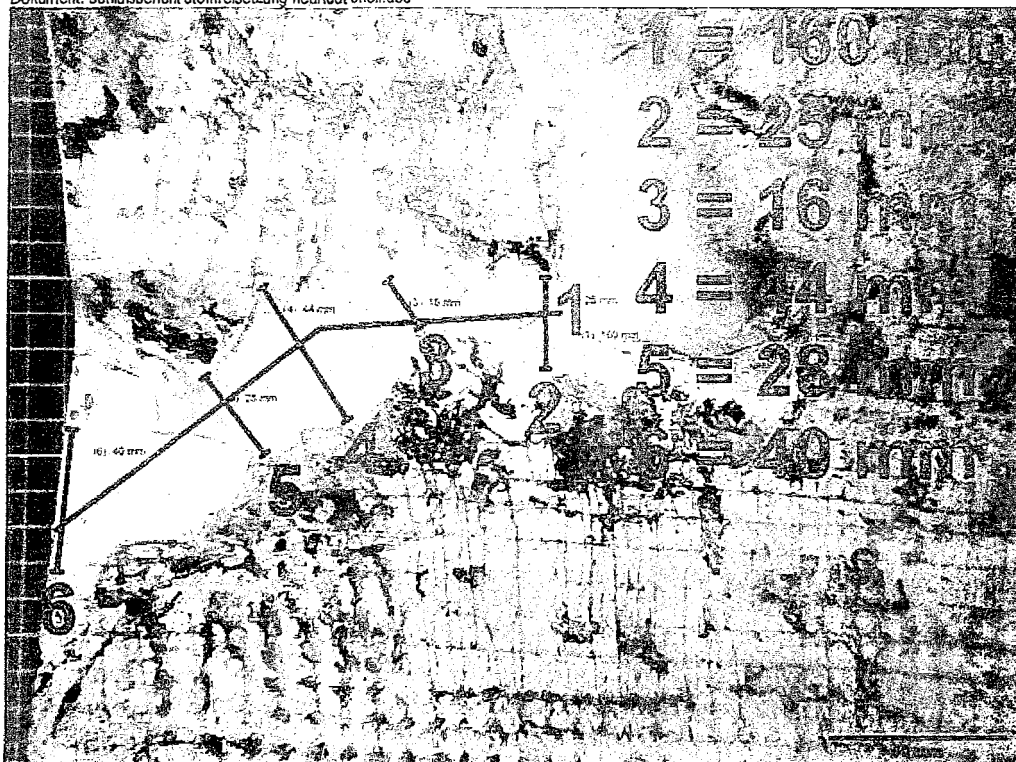


Abbildung 3 Vermessung Kanal 2

## 10.2. Modellierung und Berechnung

Die Höhe der Kanäle wurde durch Ermittlung der Kleberschichtdicke ermittelt, da das Medium definitiv zwischen äußerem Umfang der Dichtmatte und innerem Umfang der Schelle unter Auflösung des Kebers ausgetreten ist. Es wurden Schichtdicken für den Kleber zwischen 0,1 und 0,2 mm ermittelt; konservativ wurden für die weiteren Berechnungen 0,2 mm angesetzt. Die dynamische Viskosität schwankt, gemäß vorliegendem Sicherheitsdatenblatt, zwischen 0,5 und 1,0 mPa s; auch hier wurden konservativ 0,5 mPa s eingesetzt.

### Kanal 1

Breite 26 mm

Höhe 0,2 mm

Länge 110 mm

$\eta$  0,5 mPa s

$p$  10 bar

### Kanal 2

Breite 20 mm

Höhe 0,2 mm

Länge 160 mm

$\eta$  0,5 mPa s

$p$  10 bar

Unterstellt werden für die folgenden Berechnungen rechteckige Kanäle, die laminar durchströmt werden. Dies stellt sowohl hinsichtlich Form und Strömungsverhältnissen eine konservative Annahme dar, da es möglicherweise in den Kanälen zu turbulenten Strömungsverhältnissen gekommen sein wird, die zu höheren Strömungswiderständen und damit zu niedrigeren Volumenströmen und damit Austrittsmengen führen.

Wie auf den Abbildungen erkennbar, haben sich zwei Kanäle gebildet, deren Volumenstrom unabhängig voneinander ermittelt und dann addiert wird.

Gemäß Hagen Poiseuille ergibt sich folgende Gleichung für den Volumenstrom  $\dot{V}$  :

$b$  und  $h$  stellen dabei die Breite beziehungsweise die Höhe des jeweiligen Kanals dar,  $\Delta p$  zunächst die Druckdifferenz,  $\eta$  die dynamische Viskosität des Medium und  $l$  die Länge des modellierten Kanals. Der Faktor  $K$  kann auf Grund der Gegebenheiten als 1 angenommen werden.

### Nicht kreisförmige Kanalquerschnitte

Für einen Rechteck-Kanal mit den Abmessungen  $b$  und  $h$  lässt sich dieses Gesetz in der folgenden Form angeben:

$$\dot{V} = \frac{K \cdot \min(b, h)^3 \cdot \max(b, h)}{12\eta l} \cdot \Delta p$$

Hierbei ist

$$K = 1 - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(2n-1)^5} \cdot \frac{192}{\pi^5} \cdot \frac{\min(b, h)}{\max(b, h)} \tanh\left(\left(2n-1\right) \frac{\pi \max(b, h)}{2 \min(b, h)}\right)$$

Die Abweichung vom exakten Wert bei Berechnung von  $K$  in erster Näherung ( $n=1$ ) beträgt maximal 0,67 %, in zweiter Näherung 0,06 %, in dritter Näherung 0,01 %.

Einige Beispielwerte, berechnet in dritter Näherung:

$\frac{\min(b, h)}{\max(b, h)}$	0	1/10	1/5	1/4	1/3	1/2	2/3	1
$K$	1	0,9370	0,8740	0,8425	0,7900	0,6861	0,5873	0,4218



### 10.3. Ergebnisse

Unterstellt man flüssigen Medienaustritt zwischen 3:00 Uhr und 5:00 Uhr, sind aus Kanal1 2184 kg ausgetreten; aus Kanal2 1155 kg.

Es ergeben sich somit in Summe 3339 kg, die im Zeitraum von 3:00 Uhr und 5:30 Uhr ausgetreten sind.

## 11. Hergang der Betriebsstörung

Folgend die Rekonstruktion des Schadenshergangs gemäß Befragung der akut Beteiligten:

Am Dienstag den 02.10.2012 gegen 03:00 Uhr morgens gab es eine interne Geruchsmeldung seitens MMK. Aufgrund dieser internen Geruchsmeldung wurde umgehend mit der Suche nach der Leckage begonnen. Um 4:15 Uhr meldete der BSL (Betriebsschichtleiter) einen ungewöhnlichen Geruch auf Straße 7 an die Feuerwehr und forderte ein Feuerwehrfahrzeug zum Ausleuchten des Rohrgrabens an. Gegen 5:05 Uhr wurde das Leck gefunden. Gegen 5:30 Uhr wurde die Leitung eingeblockt.

Die Aufzeichnung aus dem Trend Display (siehe Anhang 6) zeigt den zeitlichen Verlauf des Volumenstroms in Leitung 2701 und bestätigt, daß dieser um 5:30 Uhr zum Erliegen kam.

## 12. Ursachenermittlung

Für die erneute Stofffreisetzung an gleicher Stelle sind, wie sich zeigen wird, die Stofffreisetzung in 2006 sowie deren als temporär gedachten Gegenmaßnahmen von entscheidender Bedeutung, sodaß zunächst der Medienaustritt in 2006 betrachtet werden soll.

### 12.1. Leckage und Stofffreisetzung in 2006

Nachdem in 2006 ein Leck aufgetreten und Heartcut ausgetreten war, wurde das Leck mittels einer Reparaturschelle vom Typ Multi/Clamp Double der Firma Georg Fischer abgedichtet. Sie besteht aus zwei miteinander verschraubten Halbschalen. Die eigentliche Dichtwirkung wird mittels eines Elastomers erreicht, das in die Halbschalen zu Montagezwecken eingeklebt ist. Die Schelle als Gesamtsystem wird im Bereich der Leckstelle um das Rohr gelegt und verspannt, sodaß Dichtwirkung eintritt. Im Bereich der Leckstelle, mit einer Fläche von 88mm<sup>2</sup>, ist die Dichtmatte seit 2006 permanent mit dem benzolhaltigen Medium beaufschlagt. Als Werkstoff für die Dichtmatte wurde, gemäß Laboruntersuchungen, das Elastomer NBR eingesetzt (siehe Bericht im Anhang 1). Die aktuellen Untersuchungen haben gezeigt, daß die entstandene Leckage an der Loslagerstelle auf von außen einwirkende Sauerstoffkorrosion zurückgeführt werden muß; sie wurde durch anstehende Nässe in Verbindung mit Luftsauerstoff initiiert, der durch die Reibung an der Loslagerstelle noch beschleunigt wurde. Die Untersuchungen, auch mittels der gefertigten und untersuchten Schliffe, haben gezeigt, daß die an der Rohrinnenseite zu findenden Korrosionsprodukte keinen Einfluß auf den Durchtritt hatten. Beim Schadensbild des Ursprungsschadens handelte es sich eindeutig um von außen wirkende Muldenkorrosion.



Abbildung 4 in 2012 nach Schellendemontage vorgefundenes Leck



## 12.2. Erneute Leckage an gleicher Stelle in 2012

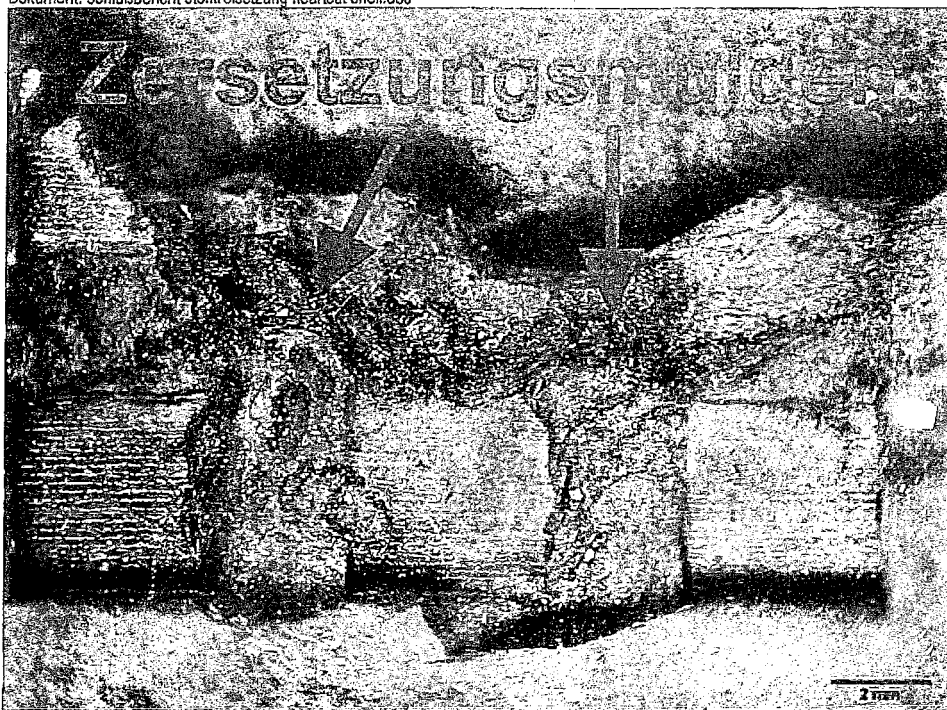
Die Schadensuntersuchungen in 2012 haben gemäß Bericht in Anhang 1 folgende wesentlichen Punkte zu Tage gefördert:

1. Die am 02.10.2012 entstandene Leckage ist eindeutig auf eine undichte Reparaturschelle zurückzuführen.
2. Schon das Leck aus 2006 trat im unmittelbaren Bereich des Loslagers auf; hier waren bis dato keine Kunststoffgleitplatten eingesetzt. Entsprechende Reibspuren sind auch aktuell an der Schelle erkennbar.



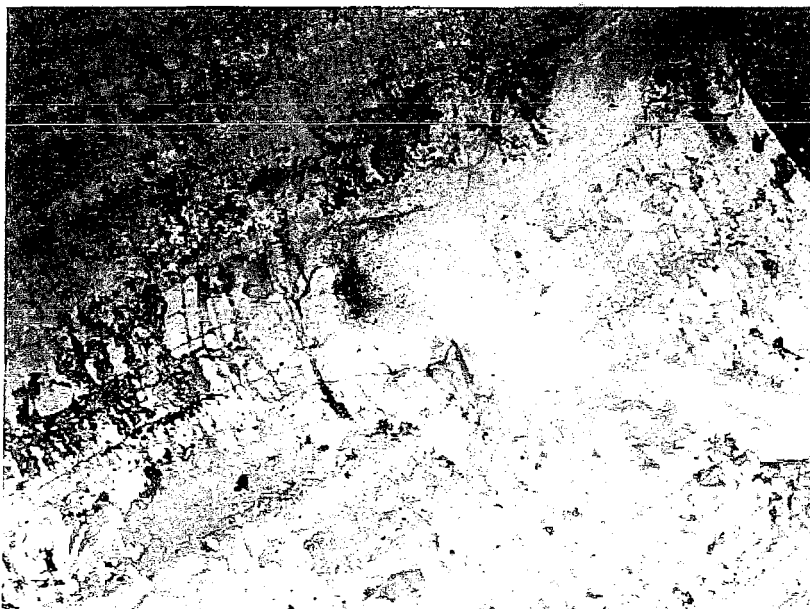
Abbildung 5 Rohrscelle außen im Auflagerbereich Loslager

3. Die eingesetzte Dichtmatte aus NBR ist gemäß Laboruntersuchungen und Herstellerangaben unbeständig gegen Benzol (siehe Quelle 3). Sie wurde an der Kontaktstelle Heartcut Dichtmatte vollständig zersetzt.



**Abbildung 6** Zersetzungsmulden in der Dichtmatte

4. Der Einsatzbereich der Schelle endet laut Herstellerangaben bei 10 bar; dies entspricht genau dem Betriebsdruck der Leitung; nominelle Reserven waren somit nicht vorhanden.
5. Auf der Schelleninnenseite bildeten sich unter Auflösung des Klebers zwei Austrittskanäle



**Abbildung 7** Austrittskanäle

6. Unterhalb der Strömungskanäle sind dichtmattenseitig keinerlei Zersetzungen des Mattematerials erkennbar.



### 12.3. Mechanismus der Schadensentwicklung

Nachdem in 2006 das durch Außenkorrosion entstandene Leck mit der Schelle abgedichtet war, wurde diese temporäre Abdichtung nicht ersetzt. Da die eingesetzte Dichtmatte an dem weiterhin vorhandenen Leck permanent beaufschlagt und gegen das Medium nicht beständig ist, wurde sie im Bereich des Lecks allmählich aufgelöst. Dieser Vorgang fand ausschließlich oberhalb der Leckstelle und, über sechs Jahre hinweg, statt.

Nachdem dann die flächige Auflösung der Matte soweit fortgeschritten war, daß Medium zwischen Matte und Edelstahlschelle vordringen konnte, bildeten sich vermutlich sehr schnell unter lokaler Auflösung des Klebers die beiden Austrittskanäle aus. Aufgrund des Betriebsdrucks kam es dann sehr schnell zur Stofffreisetzung. Ein zusätzliches Indiz für diesen Mechanismus stellt die Tatsache dar, daß unterhalb der Austrittskanäle, auf der Mattenoberfläche keinerlei Zersetzungserscheinungen festgesellt werden konnten. Zum zeitlichen Ablauf war somit der Medienkontakt oberhalb des Lecks und die mangelnde Eignung des Mattenwerkstoffs entscheidend. Das erneute Auftreten der Schellenleckage ist somit unmittelbar auf den Ursprungsschaden und dessen Ursachen zurückzuführen. Als Ursachen für den Ursprungsschaden, der auf muldenartige Außenkorrosion zurückzuführen ist, konnten durch die aktuell durchgeführten Untersuchungen eindeutig folgende Gründe dingfest gemacht werden:

- Bewegungsbehinderung im Loslager durch fehlende Gleitplatten
- Anstehende Nässe im Lagerbereich

## 13. Prüfung des normkonformen Betriebs

Hinsichtlich der Betriebsbedingungen wie Druck, Temperatur, Volumenstrom kann zum Zeitpunkt des erneuten Schadenseintritts als Folgeschaden aus 2006 davon ausgegangen werden, daß diese bestimmungsgemäß waren. Allerdings muß auch hier festgehalten werden, daß die Rohrleitung 2701 seit sechs Jahren mit einer temporären Leckabdichtung, wie sie im vorläufigen Prüfbericht des TÜV Rheinland bezeichnet wurde (siehe Anhang 8 und dort die entsprechende Isometrie), betrieben wurde. Auch ist darauf hinzuweisen, daß die Schelle hinsichtlich des Betriebsdrucks nominell keinerlei Reserven hatte, da Betriebsdruck und maximal zulässiger Einsatzdruck laut Herstellerangaben (siehe Quelle 3) übereinstimmten. Bezugnehmend auf die Inspektionsprotokolle (siehe Quelle 1 Infomappe Leitung 2701 und hier insbesondere die Blätter 122 vom 11.06.2007) muß auch festgehalten werden, daß bereits in 2007 dort folgende Mängel genannt wurden:

hinsichtlich

- Korrosion großflächige Schäden von mehr als 60-70%
- Gleitlager und Loslager die Aufforderung zur Sanierung
- Der Lagerkonstruktion die Empfehlung diese mit Gleitplatten zu ergänzen

Insgesamt wurde in dem entsprechenden Inspektionsbericht von 2007 folgendes als „Bemerkung“ formuliert:

Gleitplatten fehlen generell in allen Lagern. Diese sollten noch unterlegt werden. Die Manschette (siehe Zeichnung, Bild 2) trifft direkt auf ein Gleitlager. Durch die Gleitlagerführung wird bei Längsausdehnung der Leitung die Manschette beansprucht. Die Führungen sollten demontiert werden.

Inwieweit auf die Feststellungen im Inspektionsbericht reagiert wurde ist nicht bekannt; hier liegen aktuell keine Unterlagen vor. Festgehalten werden kann, daß zum Zeitpunkt des Schadensereignisses keine Gleitplatten vorhanden waren und die temporäre Leckabdichtung nach sechs Jahren immer noch vorhanden und die Leitung nicht repariert worden war.

## **14. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile**

Insgesamt wurden die Prüfanforderungen formell eingehalten, nur wurden nach Lage der Dinge nicht die erforderlichen Konsequenzen aus deren Ergebnissen gezogen.

Hier kann einerseits auf die genannten Inspektionsberichte (Quelle 1) und erneut auf den vorläufigen Prüfbericht des TÜV Rheinland vom 28.06.2012 (Anhang 8) verwiesen werden, in dem das Vorhandensein der Manschette als erheblicher Mangel klassifiziert und eine Frist für die Behebung von drei Monaten, also bis Ende Oktober 2012, eingeräumt wird. In diesem Zusammenhang muß die Vorgeschichte, daß die temporäre Leckabdichtung bereits seit sechs Jahren zur Abdichtung des Ursprungslecks aus 2006 in Betrieb ist, als kritisch betrachtet werden. Die Forderung nach unverzüglichem Ersatz des Provisoriums durch Reparatur der Leitung 2701 an der alten Leckstelle wäre angezeigt gewesen.

## **15. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit**

Hinsichtlich der Vermeidung weiterer Leckagen und deren Folgen erscheint es von besonderer Bedeutung, fußend auf den Erkenntnissen der jetzt in 2012 erfolgten Untersuchungen des ursprünglichen Schadensfalls, systematisch und konsequent potentiell gefährdete Rohrleitungen zu untersuchen.

### **15.1. Der konkrete Einzelfall**

Wie ermittelt und dargestellt sind die Ursachen für die entscheidende Ursprungsleckage in Leitung 2701, die aus dem Jahr 1968 stammt, in der Sauerstoffkorrosion durch anstehende Nässe, begünstigt durch Reibung an der Lagerstelle (hier einem Loslager), zu finden. Weiterhin muß festgehalten werden, daß Korrosionsvorgänge einem zeitlichen Verlauf unterliegen. Für den hier vorliegenden Fall der Außenkorrosion sind ältere Leitungen potentiell anfälliger und damit für mögliche Leckagen.



Somit ergeben sich aus den gewonnenen Erkenntnissen folgende Konsequenzen für alle nichtisolierten Leitungen im Freien, insbesondere die, die in Rohrgräben verlegt sind:

1. Die Lagerstellen der Leitungen sind hinsichtlich der Möglichkeit des Auftretens von stauender Nässe oder deren Vorhandenseins zu untersuchen. Dies gilt sowohl für Los-als auch für Festlager.
2. Kann z.B. durch Anwehungen im Lagerbereich oder generell durch Bodenkontakt der Leitung an beliebiger Stelle das Vorhandensein von stauender Nässe nicht sicher ausgeschlossen werden, ist die Lagerstelle bzw. der relevante Rohrleitungsabschnitt freizulegen und zunächst visuell auf Außenkorrosion zu untersuchen und Fallweise eine Wandstärkenmessung durchzuführen. Je nach Ergebnis kann es notwendig werden weitere Untersuchungen durchzuführen.
3. Alle Loslagerstellen sind daraufhin zu untersuchen, ob geeignete Gleitplatten eingebaut sind. Ist dies nicht der Fall, sind Gleitplatten zeitnah nachzurüsten.
4. Leitungen, die ein bestimmtes erhöhtes Risiko innehaben, sind im Rahmen des risikobewerteten Vorgehens vorrangig, wie unter 1. und 2. beschrieben, konsequent zu begehen und zu untersuchen.
5. Mögliche weitere temporäre Leckabdichtungen an anderen Leitungen sind umgehend hinsichtlich der Eignung (Materialbeständigkeit, Betriebsbedingungen) zu prüfen. Rohrbruchschellen sind durch Leitungsreparatur zu ersetzen.

Zur Einleitung der dargestellten Maßnahmen ist zunächst ein spezifisches Rohrleitungskataster mit Priorisierungskriterien und bewerteten Risikofaktoren, fußend z.B. auf Medium, Alter, Betriebsparameter wie Druck und Temperatur und ermitteltem Zustand, insbesondere der Los- und Festlager, zu erstellen.



## 15.2. Generelles und Ausblick

Im Betriebsbereich sind unterschiedliche Typen von Rohrleitungen vorzufinden. Zu unterscheiden sind zunächst

- Bitumenisolierte Leitungen
- Kaltgehende Leitungen
- Warmgehende Leitungen
- Isolierte Leitungen
- Nicht isolierte Leitungen

Da neben der erneuten Leckage an der Heartcut Leitung 2701 weitere Leckagen aufgetreten sind, sind die unter 14.1 genannten Untersuchungen, auf die genannten oben Rohrleitungstypen spezifisch auszudehnen.

Die Untersuchungen an der Leitung 2532 zum Transport von Heizöl leicht sind noch in Arbeit; hier handelt es sich, wie bei Leitung 2701, ebenfalls ursächlich um Außenkorrosion, die zum Leck geführt hat. Es kann vermutet werden, daß die Leckage auf ganz ähnliche Mechanismen zurückzuführen sein wird; weitere Untersuchungsergebnisse sind hier noch abzuwarten.

Bei den an den beiden beheizten und wärmeisolierten Slops Leitungen aufgetretenen Leckagen handelt es sich ursächlich jeweils um Innenkorrosion. Mit den Untersuchungen an den Leitungen 3887 und 6406 wurde soeben begonnen; hier wird es wesentlich sein die Korrosionsprodukte zu untersuchen, um Schadensursache und Schadensmechanismus ermitteln zu können. Die Ergebnisse der Untersuchungen müssen abgewartet werden, um Strategien für die zukünftige Schadensvermeidung entwickeln zu können.

## 16. Zusammenfassung

Der Schadensfall Heartcut Leitung 2701 konnte vollständig aufgeklärt werden. Als freigesetzte Menge des Heartcut konnten 3339 kg berechnet werden. Der Hergang der Betriebsstörung vom 02.10.2012 wurde beschrieben. Die Ursachen konnten auf den Ursprungsschaden aus 2006 unter Aufklärung der Ursachen und Mechanismen für das erneute Auftreten eines Folgeschadens ermittelt werden.

Detaillierte Empfehlungen von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit wurden unter dargelegt.

Mit freundlichen Grüßen



Industrie Service

TÜV SÜD Industrie Service GmbH · Zentralbereich Mannheim · Deutschland

**Mehr Sicherheit.  
Mehr Wert.**

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling  
Luwigshafenerstraße 1  
50389 Wesseling

## Bericht IS-DDT-MAN 102/12

Schadensuntersuchung Slopsleitung 3887 Shell Raffinerie Godorf

### Schlußbericht

Datum: 23.12.12

Unsere Zeichen:  
IS-DDT-MAN/kr

Dokument:  
schlußbericht stofffreisetzung  
slopsleitung 3887\_121225  
ergänzte fassung.docx

Das Dokument besteht aus  
30 Seiten.  
Seite 1 von 30

Die auszugsweise Wiedergabe des  
Dokumentes und die Verwendung  
zu Werbezwecken bedürfen der  
schriftlichen Genehmigung der  
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen  
sich ausschließlich auf die  
untersuchten Prüfgegenstände.

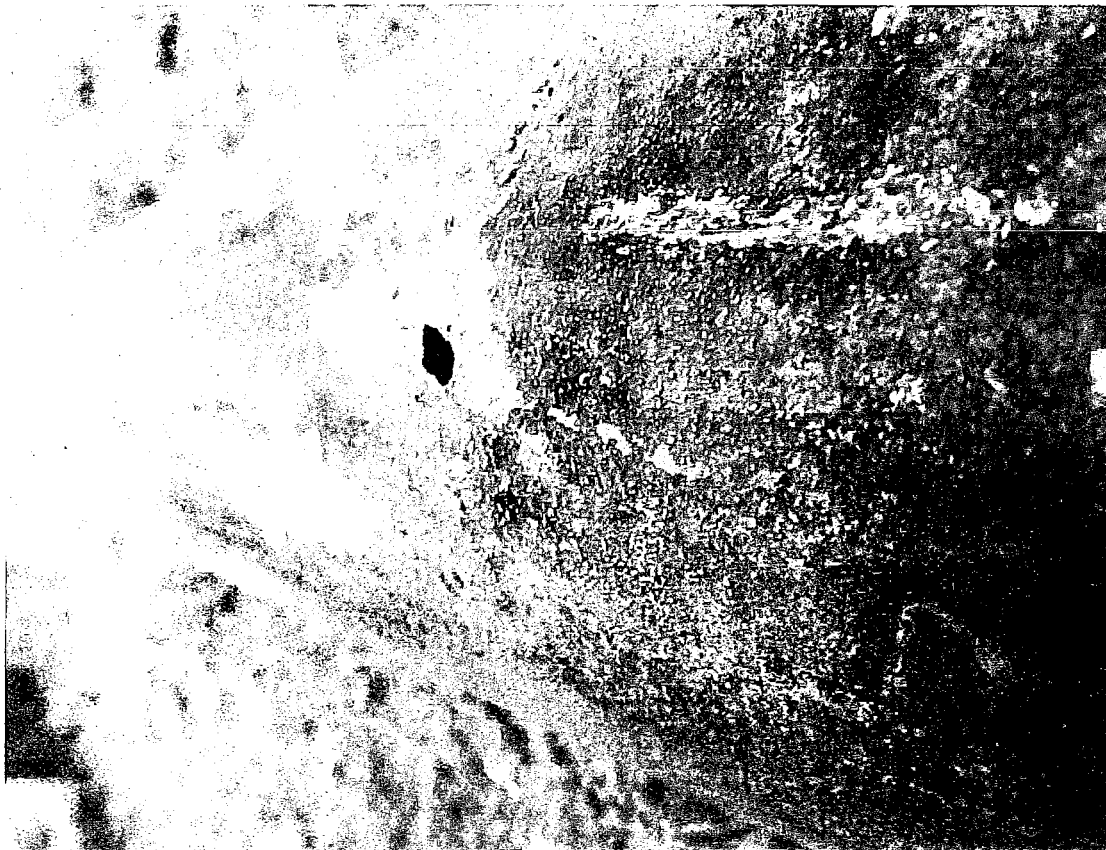


Abbildung 1 Leckgestelle der Slopsleitung 3887



Sitz: München  
Amtsgericht München HRB 96 869  
USt-IdNr. DE129484218  
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV  
unter [www.tuev-sued.de/impressum](http://www.tuev-sued.de/impressum)

Aufsichtsrat:  
Karsten Xander (Vorsitzender)  
Geschäftsführer:  
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),  
Dr. Ulrich Klotz, Thomas Kainz

Telefon: 0621-395-236  
Telefax: 0621-395-632  
[www.tuev-sued.de/is](http://www.tuev-sued.de/is)

TÜV®

TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Tankanlagen  
Zentralbereich Mannheim  
Deutschland



## Inhaltsverzeichnis

1. Auftraggeber .....	4
2. Schadensort.....	4
3. Zuständige Behörde.....	4
4. Aufgabenstellung .....	4
5. Untersuchungsteam .....	5
6. Eingereichte Unterlagen.....	5
7. Wesentliche Rechtsgrundlagen.....	6
8. Kurzbeschreibung der Anlage .....	6
9. Abschätzung und Ermittlung der freigesetzten Menge .....	8
9.1. Saugwagen.....	8
9.2. Bodenuntersuchung.....	8
9.3. Ergebnisse.....	9
10. Hergang der Betriebsstörung .....	9
11. Ursachenermittlung .....	10
12. Prüfung des normkonformen Betriebs.....	15
13. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile .....	16
13.1. Prüfung in 2007 .....	16
13.2. Prüfungen im März 2012.....	16
13.3. Prüfungen zunächst am 22.10.2012, nach der Leckage .....	17
13.4. Prüfungen danach am 26. und 29.10.2012, nach der Leckage .....	17
14. Neues Prüfmanagement .....	19
15. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit.....	20
15.1. Wiederherstellung der Anlagensicherheit .....	20
15.2. Verbesserung der Anlagensicherheit.....	20
16. Zusammenfassung.....	21



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Leckagestelle der Slopsleitung 3887 .....	1
Abbildung 2	Rohrleitung 3887, Leckstelle, Rohrgraben.....	7
Abbildung 3	Oberflächenversiegelter Rohrgraben Straße 9 nach erfolgter Reinigung.....	7
Abbildung 4	unversigelter Bereich der Böschung.....	8
Abbildung 5	vorgefundenes Leck auf Grund von Innenkorrosion .....	11
Abbildung 6	lochfraßähnliche Muldenkorrosion in der Durchtrittsstelle.....	11
Abbildung 7	weitere aufgefundene Korrosionsmulden .....	12
Abbildung 8	ausgekratzte Korrosionsmulde .....	12
Abbildung 9	Restwandstärke in einer weiteren Korrosionsmulde .....	13
Abbildung 10	REM Aufnahmen der Korrosionsprodukte .....	14
Abbildung 11	EDX Analyse beispielhaft für die Stelle 1.....	14

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Ermittlung der freigesetzten Menge .....	9
Tabelle 2	Abschätzung der Austrittszeit.....	10
Tabelle 3	Meßpunkte vorhanden <> erforderlich .....	16
Tabelle 4	Meßpunkte vorhanden <> erforderlich 03/2012.....	16
Tabelle 5	erste unvollständige Meßungen nach eingetretener Leckage .....	17
Tabelle 6	unvollständige Meßungen nach eingetretener Leckage .....	18

## Verzeichnis der Anhänge

Anhang 1	Bericht zur Untersuchung der Rohrleitung 3887 –Slops - Leitung .....	22
Anhang 2	Bodenuntersuchung.....	23
Anhang 3	Analyse des austretenden Produkts.....	24
Anhang 4	Analyse des Produkts .....	25
Anhang 5	Prüfbescheinigung vom 13.09.2007.....	26
Anhang 6	Prüfbericht vom 27.03.2012 .....	27
Anhang 7	Prüfbescheinigung des Sachverständigen des TÜV Rheinland vom 09.11.2012 ....	28
Anhang 8	Prüfmanagement .....	29
Anhang 9	Neuer Standard zum sicheren Betrieb der Rohrleitungsanlagen der Slopssysteme	30



Industrie Service

## **1. Auftraggeber**

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling  
Ludwigshafenerstraße 1  
50389 Wesseling

## **2. Schadensort**

Shell Rheinland Raffinerie Werk Godorf  
Godorfer Hauptstraße 150  
50997 Köln  
Betrieb MMDA Rohrgraben Straße 9 zwischen Straße 10 und 11

## **3. Zuständige Behörde**

Bezirksregierung Köln  
Zeughausstraße 2-10  
50667 Köln  
Herr Wolfgang Wick

## **4. Aufgabenstellung**

Die Aufgabenstellung wurde von der Bezirksregierung Köln mittels Schreiben vom 24.10.2012 unter Bezugnahme auf die Anordnung einer sicherheitstechnischen Prüfung vom 11.10.2012 Aktenzeichen 53.3.6-Wiw-SDON unter Punkt A.1.2 präzise formuliert. Danach ist folgendes vom Sachverständigen durchzuführen:

- a. Ermittlung der freigesetzten Menge
- b. Hergang der Betriebsstörung
- c. Ursachenermittlung
- d. Prüfung des normenkonformen Betriebs
- e. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile
- f. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit

## 5. Untersuchungsteam

## 6. Eingereichte Unterlagen

Von der Shell Deutschland Oil GmbH wurden umfangreiche Unterlagen eingereicht und zur Verfügung gestellt; sie finden sich im Wesentlichen in den Anhängen.

Folgend ein Listing der bedeutsamen Unterlagen und Quellen

- Bericht über die Bodenuntersuchungen Leckage Slops-Leitung 3887
- Beschreibung des Ereignisablaufs, Gesprächsprotokoll vom 21.10.2012
- Schreiben an die Bezirksregierung vom 22.10.2012 zum Ereignishergang
- Schreiben der Bezirksregierung vom 24.10.2012 mit Anordnungscharakter
- Prüfbericht aus PIP-OUT vom 27.03.2012 mit diversen Röntgenuntersuchungen (Rö 1 bis 4, R 3 und R 1 bis R 18) einschließlich diverser Isometrien
- Diverse Flow Scheme SlopsProcess Flow Scheme Zeichnung 4-2002-95-897 Index 6, Isometrie, MSR-Schema
- Satz Isometrien mit eingesetzten Steckscheiben
- Diverse weitere Isometrien
- Prüfisometrien
- Diverse Prüf- und Inspektionsberichte
- Ergebnisse aus der Bodenprobennahme vom 19.10.2012
- Ergebnisse der Probennahme aus der Produktleitung vom 24.10.2012
- Ergebnisse der Probennahme aus der Produktleitung vom 19.10.2012
- Ergebnisse aus der Wiegung des Saugewagens vom 10.10.2012 (Leerwägung) und vom 19.10.2012 (Leerwägung und Wägung nach Produktaufnahme)
- Prüfmanagement (vor Ort erarbeitet)
- Neuer Standard zum sicheren Betrieb der Rohrleitungsanlagen der Slopssysteme (siehe Anlage 9; vor Ort erarbeitet)

In diesem Bericht wird Bezug genommen auf den Bericht IS-DDT-MAN 103/12 „Schadensuntersuchung Slopsleitung 6406 Shell Raffinerie Godorf einschließlich übergreifender Betrachtungen generell zur bisherigen Prüfpraktik und den bereits gezogenen Konsequenzen“; dort ist Zentrales zur Wiederherstellung und Verbesserung der Anlagensicherheit, sowie deren aktueller Stand der Umsetzung des neuen Prüfmanagements dargestellt.



In Woche 50 fand eine dreitägige Besprechung bei der Shell in Köln statt, die der Erstellung des Konzepts zum sicheren Betrieb der Rohrleitungen des Slopssystems und dem weiteren Informationsaustausch dienen sollte. Aus diesem Konzept heraus wurde ein Prüfmanagement (siehe Anhang 7) entwickelt, das unverzüglich auf die Gesamtheit aller Slopseitung am Standort angewandt wurde und wird.

Der weitere Informationsaustausch und die weitere Informationsbeschaffung verliefen im Wesentlichen über Emails und Telefonate. Vor-Ort-Begehungen und Prüfungen wurden durch die Sachverständigen des Untersuchungsteams durchgeführt.

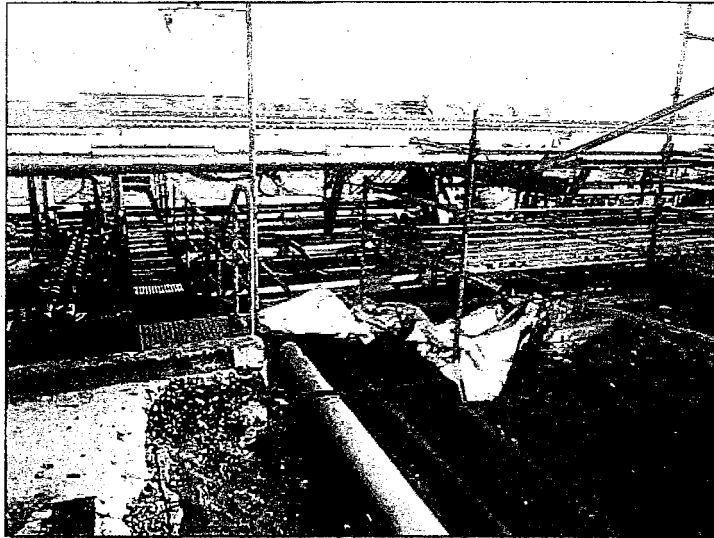
Von besonderer Bedeutung sind die Untersuchungen am havarierten Rohrstück. Die Ergebnisse liegen mittlerweile vor. Der entsprechende Bericht findet sich in Anhang 1.

## **7. Wesentliche Rechtsgrundlagen**

Hier sind das BImSchG und insbesondere die Störfallverordnung mit ihren Anhängen und das WHG und im Besonderen die einschlägigen TRwS'en z.B. die TRwS 779, 780, zu nennen.

## **8. Kurzbeschreibung der Anlage**

Die Beschreibung der oberirdischen Rohrleitung 3887 und deren Betriebsbedingungen ergeben sich aus den vorliegenden Unterlagen wie den R+I's, Inspektions- und Prüfbescheinigungen; hinsichtlich des Mediums prinzipiell aus dem Sicherheitsdatenblatt; hier ist allerdings zu bedenken, daß es sich um eine Mischung aus Wasser, Kohlenwasserstoffen und weiteren aus den Ursprungsanlagen stammenden Stoffen –hier aus der Konversionsanlage- handelt. Die Zusammensetzung der Slops wird immer innerhalb einer gewissen Bandbreite, abhängig von den Einsatzstoffen und der Fahrweise der Anlagen, schwanken. Die hier zu betrachtende Rohrleitung 3887 verbindet auf eine Länge von ca. 820 Metern (gemäß D014-PIP-OUT 3887 vom 28.08 2007) die Konversionsanlage, in der langkettige Kohlenwasserstoffe gecrackt werden, mit dem Slopstank T-101, in dem sich durch Gravitation und Dichteunterschied die Öl- von der Wasserphase trennt. Der Bereich in dem es zu der Stofffreisetzung kam, verläuft über einem Rohrgraben, dessen Sohle betoniert ist; der Beton wirkt intakt, Trennrisse im Betonbett mußten nicht festgestellt werden, sodaß das Gros der Leckage dort aufgefangen, zurückgehalten und mittels Saugewagen abgesaugt werden konnte.



Rohrleitung 3887, Leckstelle

Rohrgraben

Abbildung 2 Rohrleitung 3887, Leckstelle, Rohrgraben



Abbildung 3 Oberflächenversigelter Rohrgraben Straße 9 nach erfolgter Reinigung

In einem Teilbereich der Böschung des Rohrgrabens war die Betonversiegelung zum Zeitpunkt der Leckage nicht intakt, sodaß dort Produkt in geringem Umfang, wie die Bodenproben gezeigt haben, in das Erdreich eindringen konnte und bei der Leckmengenbestimmung mit zu berücksichtigen sein wird.

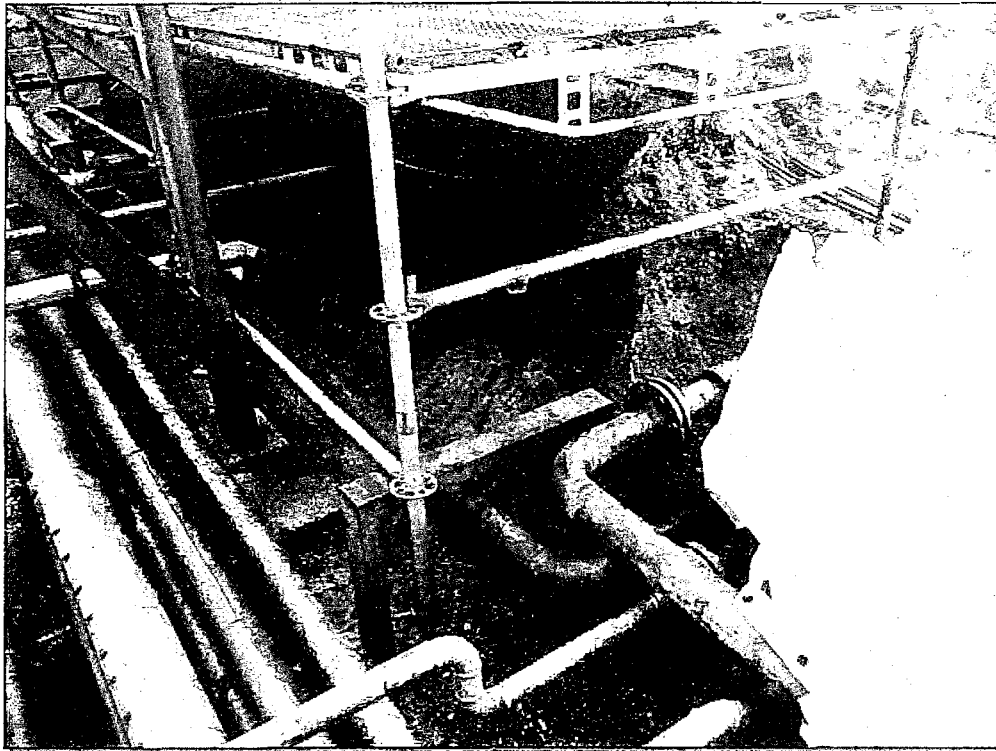


Abbildung 4 unversiegelter Bereich der Böschung

## 9. Abschätzung und Ermittlung der freigesetzten Menge

### 9.1. Saugwagen

Gemäß Wiegekarte des Saugewagens, mit dem das Gros der eingetretene Leckage aufgenommen und entsorgt werden konnte, wurde dieser leer am 10.10.2012 und am 19.10.2012 mit 14680 kg verwogen. Nach Ende der Absaugung wurden 16220 kg ermittelt, sodaß 1540 kg Kohlenwasserstoff / Wassergemisch aufgenommen wurden. Geht man als realistischen Erfahrungswert davon aus, daß der Anteil von Kohlenwasserstoffen ca. 50% betragen hat, können ca. 800 kg an Kohlenwasserstoffen unterstellt werden. Mit einer anschließend vorgenommenen Beprobung von Restmengen aus der bereits abgeschieberten Leitung und einer Probenahme am 19.10.2012 konnte mittels Analyse gezeigt werden, daß in dem Produkt keine nennenswerten Anteile an Aromaten festgestellt wurden. Dieser Befund konnte durch die Ergebnisse der Bodenuntersuchung bestätigt werden; auch hier lag der Anteil von BTEX lediglich bei 4,14 mg/kg TS und der von PAK bei 2,36 mg/kg TS (siehe hierzu auch Anlagen 2, 3 und 4 im Anhang).

### 9.2. Bodenuntersuchung

Die Ergebnisse der Bodenuntersuchung liegen vor (siehe Anlage 6). Hier konnte zusätzlich eine Konzentration an Kohlenwasserstoffen von 11 g/kg in der Trockenmasse ermittelt werden.

Der Bodenaushub erfolgte auf einer Fläche von  $2 \times 1,20 \text{ m}^2$  bis in eine Tiefe von 0,5 m, da ab einer Tiefe von 0,6 m keine relevanten Schadstoffgehalte mehr festgestellt werden konnten. Geht man konservativ von einem Aushubvolumen von  $2 \times 1,2 \times 0,6 \text{ m}^3$  aus, ergibt sich ein Gesamtvolumen von  $1,44 \text{ m}^3$ . Mit einer mineralischen Dichte der Bodensubstanz von  $2,6 \text{ g/cm}^3$ , ergibt sich damit eine Masse von 3,744 t an kontaminiertem Bodenaushub.



Legt man die aus der Bodenuntersuchung ermittelten Konzentrationen an BTEX, PAK und MKW zugrunde, ergeben sich folgende in den Boden gelangten Mengen, die zu der mittels Saugewagen abgesaugten zu addieren sind.

Stoff	Konzentration im Boden	Ausgetretene Menge	Masse Erdaushub
	[mg/kg]	[kg]	[t]
BTEX	4,14	0,015	3,744
MKW	11.000	41,184	3,744
PAK	2,36	0,0088	3,744
Summe	Boden	41,21	
Summe	Saugewagen Kohlenwasserstoffe	800	
Summe	Saugewagen gesamt	1.540	
	Freigesetzte Menge gesamt	1581,208	
	Freigesetzte Menge an Kohlenwasserstoffen	841,208	

Tabelle 1 Ermittlung der freigesetzten Menge

### 9.3. Ergebnisse

Auf Grund der beschriebenen Schätzungen kann davon ausgegangen werden, daß durch die Leckage in der Slopsleitung 3887 insgesamt rund 1600 kg Produkt freigesetzt wurden. Weiterhin kann abgeschätzt werden, daß davon rund 850 kg aus Kohlenwasserstoffen bestanden haben. Davon sind, gemäß Bodengutachten und Bodensanierung rund 50 kg in den Boden gelangt.

## 10. Hergang der Betriebsstörung

Gemäß Betreiberangaben (Schreiben vom 22.10.2012 an die Bezirksregierung Köln) wurde der Produktaustritt aus der Slopsleitung 3887 im Rohrgraben der Straße 9 zwischen den Straßen 10 und 12 am 19.10.2012 um 11:10 von einem Baggerfahrer (Kontraktor) festgestellt. Umweltabteilung, Betrieb und Feuerwehr wurden umgehend informiert. Ausgetretenes Medium befand sich im befestigten Rohrgraben und war in der nur teilbefestigten Grabenböschung versickert. Um 11:20 Uhr wurde die Leitung eingeblockt; die Feuerwehr mußte keine Maßnahmen zur Gefahrenabwehr ergreifen (weder Wasser noch Schaum). Luftmessungen direkt über dem Boden ergaben eine Konzentration von 70 ppm Kohlenwasserstoffe. Um 13:00 Uhr wurde die Bezirksregierung in Person des Herrn Nonn, Dezernat 53 der Bezirksregierung Köln, in Kenntnis gesetzt; Herr Wick ebenfalls Dezernat 53 wurde um 15:20 Uhr informiert.

Nachfolgend, ab 15:30 Uhr, wurde das Gros der Leckage mittels Saugewagen aufgenommen; der Rohrgraben wurde gereinigt.

## 11. Ursachenermittlung

Zur Ursachenermittlung wurden Teile der Rohrleitung herausgetrennt und an den TÜV SÜD gesandt. Dort wurden intensive metallurgische Untersuchungen zu Ursachenermittlung angestellt, die sich im Detail im separaten Bericht in Anhang 1 finden.

Wesentliches soll hier folgend herausgegriffen und dargestellt werden.

Der Schadensort wurde von einem Sachverständigen des TÜV SÜD aus dem Bearbeitungsteam begangen, um sich einen Überblick über die örtlichen Verhältnisse zu machen, Fotos wurden gemacht und den restlichen Mitgliedern des Untersuchungsteams zur Verfügung gestellt.

Ergebnisse und Vermessungen der Leckstelle zeigen, daß eindeutig Innenkorrosion ursächlich für den Schadenseintritt war; eine Lochgröße von 37 mm<sup>2</sup> konnte ermittelt werden. Unterstellt man zusätzlich einen Druck zwischen einem und drei bar, mit der die Leitung betrieben wird, ergeben sich nach Bernoulli folgende Ergebnisse für die Austrittsdauer:

Leckgröße	0,0037	dm <sup>2</sup>
Dichte	830	kg/m <sup>3</sup>
Austrittsmenge	1600	l

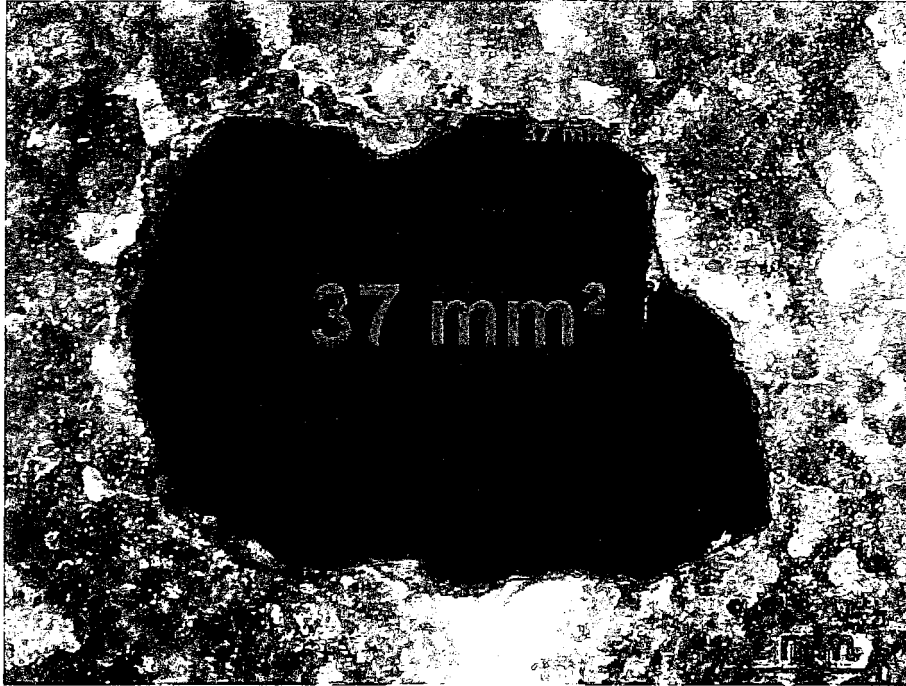
Leitung 3887	Druck	Dauer	Zwischenwert unterer Wert	Austrittsgeschwindigkeit	Volumenstrom
	bar	min		l/s	l/s
min	1,00	46,43	2,09	15,52	6,57
	1,50	37,91	3,61	16,91	6,78
	2,00	32,83	4,38	17,95	6,88
	2,50	29,36	5,02	18,54	6,94
max	3,00	26,81	5,55	19,05	6,99

Tabelle 2 Abschätzung der Austrittszeit

Je nach aktuell tatsächlich herrschendem Leitungsdruck ergeben sich somit Austrittszeiten zwischen knapp einer halben Stunde bis zu etwas mehr als einer dreiviertel Stunde, in der die Leckage nicht erkannt wurde. Es kann aufgrund der Berechnungen unterstellt werden, daß die Leckage im Zeitraum zwischen 10:13 Uhr und 10:33 Uhr eingetreten ist.



Die folgenden Abbildungen zeigen die im uns vorliegenden Rohrstück vorgefundenen Korrosionsangriffe, die als lochfraßähnliche Muldenkorrosion betrachtet werden müssen, sowie die vermessene Lochgröße und den Korrosionsangriff an der Durchtrittsstelle.



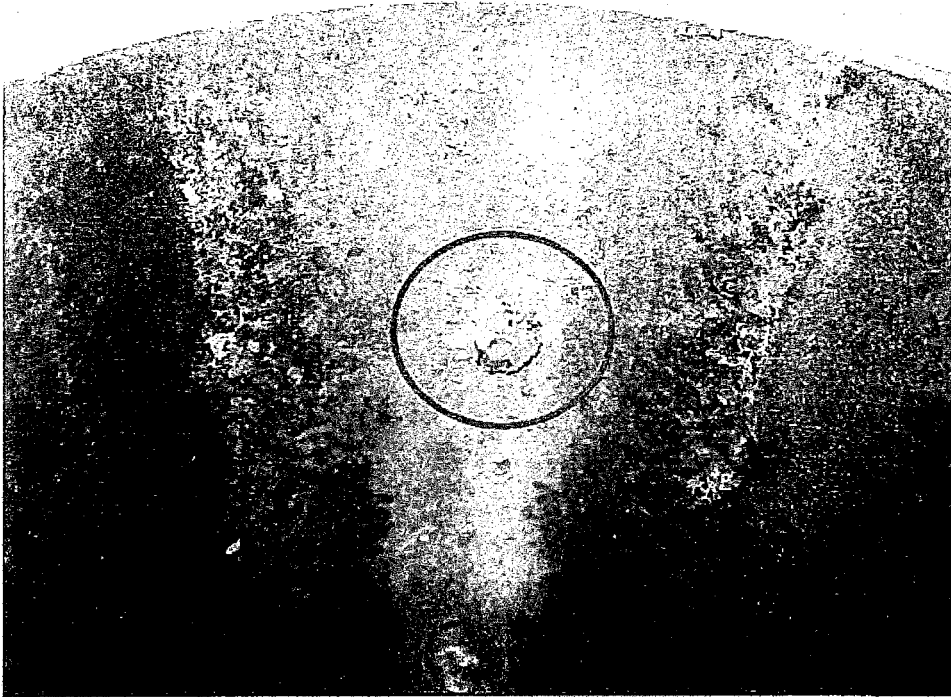
**Abbildung 5** vorgefundenes Leck auf Grund von Innenkorrosion

Mit weiterem Untersuchungsfortschritt war sehr schnell klar, daß für die Leckage lochfraßähnliche Muldenkorrosion ursächlich war.



**Abbildung 6** lochfraßähnliche Muldenkorrosion in der Durchtrittsstelle

Weitere Untersuchungen an dem beigeestellten Rohrstück aus dem Bereich der Schadensstelle zeigten weitere Mulden mit zum Teil deutlichen Wandstärkenminderungen.



**Abbildung 7 weitere aufgefundene Korrosionsmulden**

Die weiteren, bereits im kurzen uns vorliegenden Rohrstück, aufgefundenen Korrosionsmulden waren zunächst noch mit Korrosionsprodukten gefüllt; nach Auskratzen und Vermessen zeigten sich ebenfalls nicht unerhebliche Wandstärkenverluste.



**Abbildung 8 ausgekrazte Korrosionsmulde**

Folgend ein Schliff durch die oben dargestellte Korrosionsmulde

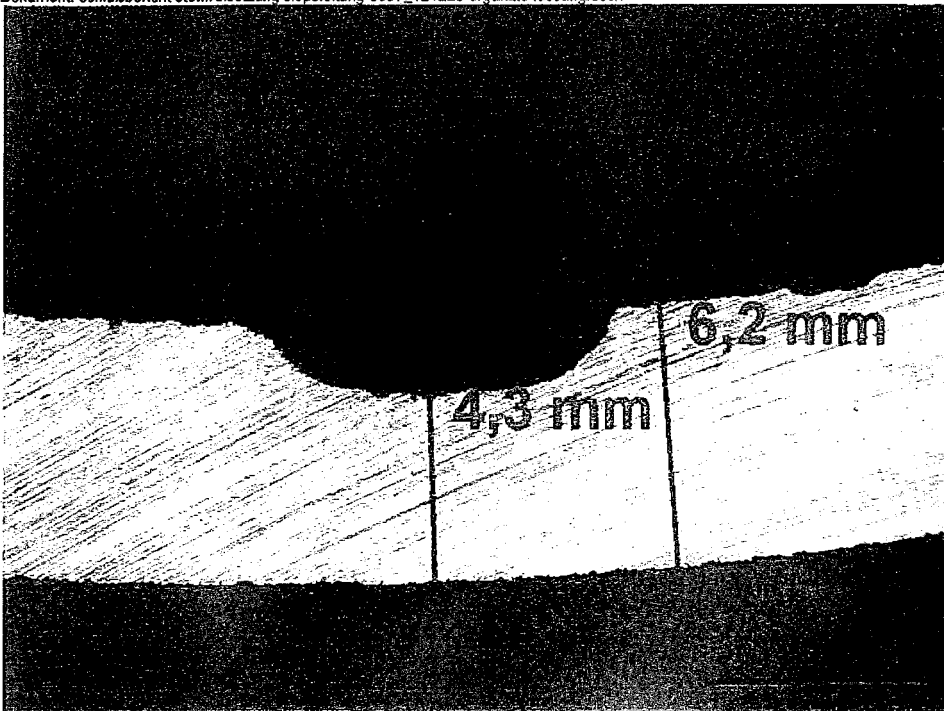


Abbildung 9 Restwandstärke in einer weiteren Korrosionsmulde

Im Schliff ist deutlich erkennbar, daß auch hier eine nicht unerhebliche Wandstärkenminderung eingetreten war.

REM - Aufnahmen und EDX –Analysen der Korrosionsprodukte zeigen, daß neben Sauerstoff zumindest Schwefel nachgewiesen werden konnte. Als Korrosionsmechanismus kann somit neben Sauerstoffkorrosion zusätzlich Säureangriff vermutet werden. Insbesondere in der Sechs – Uhr - Position der Leitung dominiert die wässrige Phase, in der sich schwefelige Säure ( $H_2SO_3$ ) bildet. Chloride, die zur Bildung von Salzsäure führen würden, konnten aktuell in den vorliegenden Korrosionsprodukten nicht gefunden werden.

Insgesamt kommt zu den aufgefundenen Korrosionsmechanismen erschwerend hinzu, daß die Slops – Leitungen in aller Regel beheizt sind, was die Reaktionsgeschwindigkeit der ablaufenden chemischen Reaktionen erhöht und damit den Korrosionsfortschritt erheblich begünstigt. Ebenfalls beschleunigend auf den Korrosionsfortschritt wirkt der Batchbetrieb der Leitung, da zum Einen immer wieder Produkt in diversen Leitungsabschnitten verbleibt und hier im Wesentlichen die saure wässrige Phase unmittelbar Kontakt mit dem Werkstoff hat und zum Anderen zusätzlich Korrosionsprodukte bei erneuten Betrieb ab- und ausgetragen werden und somit mehr oder weniger blanke Oberflächen den in der Wasserphase vorhandenen Agentien erneut ausgesetzt werden.

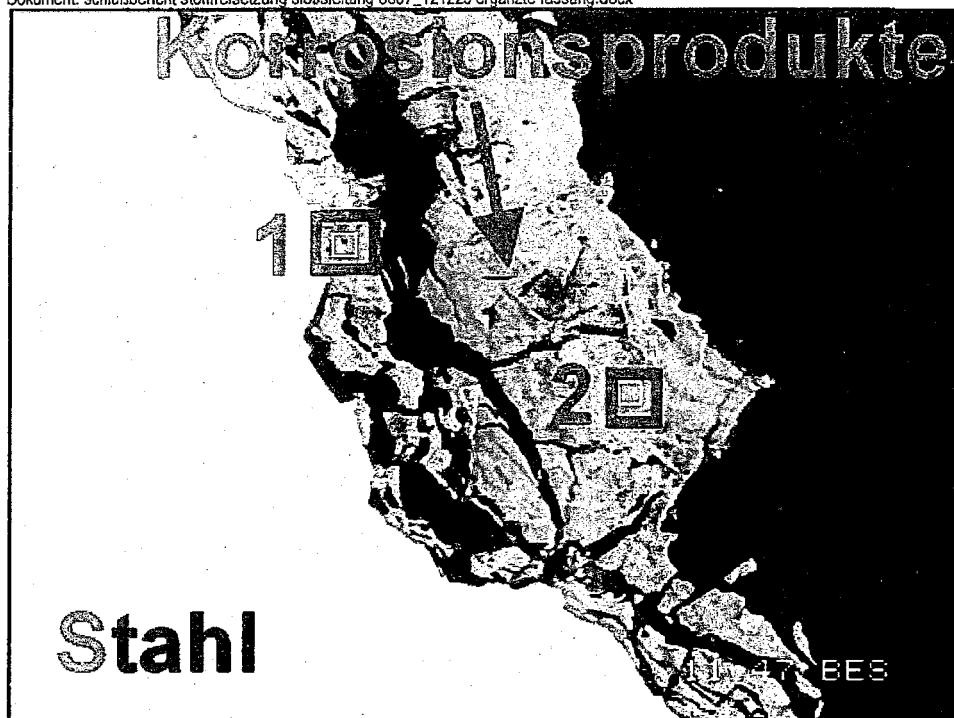


Abbildung 10 REM Aufnahmen der Korrosionsprodukte

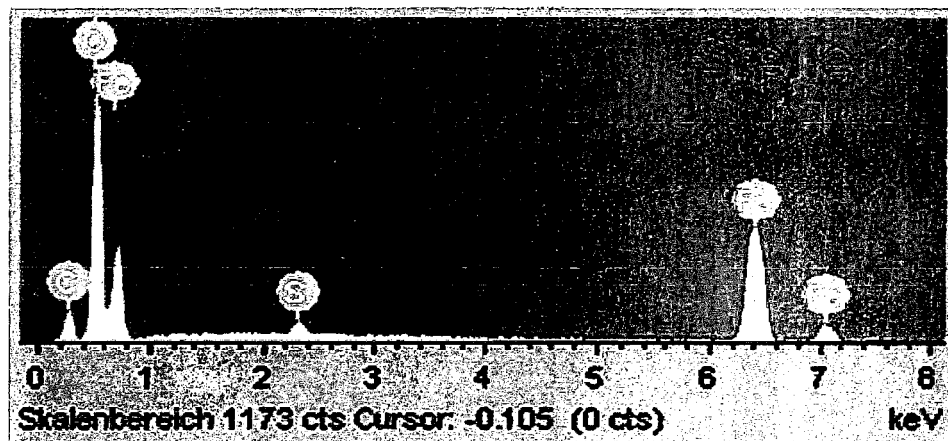


Abbildung 11 EDX Analyse beispielhaft für die Stelle 1

## Fazit

Bereits in dem, dem Untersuchungsteam vorliegenden Rohrstück, mußten, neben der akuten Durchtrittsstelle, weitere nicht unerhebliche Stellen vergleichbaren Korrosionsangriffs festgestellt werden. Seitens des Untersuchungsteams konnte auf Grund der bereits im vorliegenden Rohrstück vorgefundenen Korrosionsangriffe Wiederinbetriebnahme bzw. Weiterbetrieb der Leitung 3887 nicht zugestimmt werden.

Auch ein von der Inspektion vorgeschlagener Streßtest (erhöhte Druckprüfung auf Basis empirisch ermittelter) wäre hier als ganzheitliche Prüfung nicht zielführend gewesen. Notwendige Daten zur Prüfdruckermittlung lagen nicht vor. Bei Anwendung der Methode wären mögliche



weitere Durchtrittsstellen nicht nur nicht aufgezeigt worden, zusätzlich wären Diese durch die Stützwirkung umliegenden Materials kaschiert worden; also in Konsequenz wäre zusätzlich eine falsche Sicherheit vorgetäuscht worden.

Die Leitung wird daraufhin auf ihrer gesamten Länge vollständig erneuert. Da die Leitung für den weiteren Betrieb der Konversionsanlage unentbehrlich ist, wurde im Laufe der Woche 49 auf 500 m eine Ersatz- bzw. Hilfsleitung verlegt. Sie wurde selbstverständlich normenkonform errichtet und einer Abnahmeprüfung gemäß Betriebssicherheitsverordnung und einer Prüfung vor Inbetriebnahme gemäß VAWS unterzogen.

Dies gilt in gleicher Weise für die bis Anfang 2013 zu verlegende neue Leitung 3887.

Hier sollte dann die Gelegenheit genutzt werden von Anbeginn an eine qualifizierte Lebenszyklushistorie der Leitung zu erstellen; siehe hierzu auch die als Muster zu verstehenden Ausführungen im Bericht IS-DDT-MAN 103/12 „Schadensuntersuchung Slopsleitung 6406 Shell Raffinerie Godorf“ insbesondere unter den Punkten 13.1 und 14.

## 12. Prüfung des normkonformen Betriebs

Zu untersuchen ist die Einhaltung einschlägiger Gesetze, Verordnungen und Regelwerke. Einschlägig sind im Wesentlichen die Betriebssicherheitsverordnung (BSV), die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAWS, zukünftig AwSV) und deren nachgeordnete technischen Regelwerke wie die TRWS-en, die TRbF-en, die TRR-en, insofern, daß sie die Grundlage insbesondere für die TRWS 780 darstellt, die ausschließlich für neue Rohrleitungen gilt und sie der BSV zuzurechnen ist, sowie die einschlägigen TRBS-en, hier im Wesentlichen die TRBS 1201 in ihren Teilen 1,3,5 und ihrem Teil 2 im Besonderen.

Relevant sind im Kontext zunächst insbesondere die Anforderungen an die Werkstoffe, der Nachweis von Güteeigenschaften, deren Beständigkeit gegen die zu erwartenden Medien und die auftretenden Temperaturen. Die Untersuchungen im Rahmen der metallurgischen Analysen (u.a. Analysewerte, Härtewerte, siehe ermittelte Werte dargestellt in der Anlage 1), zeigen, daß branchenübliche, geeignete Werkstoffe eingesetzt wurden.

Hinsichtlich weiterer Parameter wie z.B. der ordnungsgemäßen Verlegung der Rohrleitung, der Übereinstimmung mit den R&I Schemata und den Meßisometrien, könnte nur eine spezifische Begehung letzte Gewissheit schaffen. Allerdings sind zum Einen in dem vorliegenden Prüfbericht aus dem Jahr 2007 (siehe Anlage 5) keine signifikanten Mängel hinsichtlich dieser Parameter dokumentiert worden und zum Anderen wurde die Leitung 3887 stillgelegt und wird neu gebaut. Somit kann davon ausgegangen werden, daß die einschlägigen Normen eingehalten werden und beim Neubau selbstredend eingehalten werden. Weiterhin muß selbstverständlich nach Abschluß des Neubaus und vor Inbetriebnahme der neuen Leitung 3887 eine Abnahmeprüfung und Prüfung vor Inbetriebnahme gemäß geltendem Regelwerk erfolgen.

Hinsichtlich der Anwendung angemessener Prüfanforderungen war dies, gemessen an den im Bericht IS-DDT-MAN 103/12 dargestellten Empfehlungen hinsichtlich räumlicher und zeitlicher Prüfdichte nicht der Fall, wie folgend dargestellt.



## 13. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile

### 13.1. Prüfung in 2007

Die Prüfisometrien der Leitung 3887 sind auf den Blätter Bl. 34 bis Bl. 40 der Zeichnung 04-2370-52-889 dargestellt (siehe Anlage 5).

Anzahl von Meßpunkten für zFP

Blatt	Anzahl der Meßpunkte Shell	Anzahl der Meßpunkte erforderlich*
34	2	11+n
35	2	12+n
36	3	23+n
37	4	21+n
38	3	35+n
39	5	23+n
40	-	10+n

**Tabelle 3** Meßpunkte vorhanden <> erforderlich

n= Länge des jeweils geraden. Rohrleitungsstücks im Metern dividiert durch 25

\*Aus Sicht des Untersuchungsteams, basierend auf der geübten Praxis an anderen Raffineriestandorten, die vom TÜV SÜD betreut werden und den dort vorliegenden langjährigen Erfahrungswerten, insbesondere mit kritischen Leitungen (siehe hierzu auch die beispielhaft generell geltenden Ausführungen und Erläuterungen im Bericht IS-DDT-MAN 103/12, Schadensuntersuchung Slopsleitung 6406 Shell Raffinerie Godorf), wurden in den Meßisometrien deutlich zu wenige Meßpunkte festgelegt und auch, abhängig von der Lebenszyklushistorie zu wenige der festzulegenden Meßpunkte gemessen.

### Fazit

Auf Grund der Erfahrungen aus anderen Standorten wurden in 2007 zur Vermeidung von möglichen Leckagen in Godorf deutlich zu wenige Meßpunkte festgelegt und geprüft.

### 13.2. Prüfungen im März 2012

Blatt	Anzahl der Meßpunkte Shell	Anzahl der Meßpunkte erforderlich*
36	2	23+n
37	2	21+n

**Tabelle 4** Meßpunkte vorhanden <> erforderlich 03/2012



Im März 2012 wurden an vier weiteren Meßpunkten Prüfungen durchgeführt; trotz festgestellten erheblichen Mangels (Restwandstärke im Röntgenpunkt 2 nur noch 2,2 mm) bestanden laut Prüfbescheinigung vom 27.03.2012 gegen den Weiterbetrieb der Leitung bis zum 31.12.2012 (mehr als neun Monate) keine sicherheitstechnischen Bedenken (siehe Anlage 6).

Prüfbericht für Äußere Prüfung und Ersatzprüfung.

Im Rahmen der wiederkehrenden Rohrleitungsprüfung wurde folgende Rohrleitung gem. § 15 BetrSichV Abs. 11 geprüft.

Leitung: 3887 – 0150 / (Slop-System) PK: 32

Prüfergebnis:

Unvollständige Isolierung an zwei Bögen der Leitung ,am Sicherheitsventil 20-RV-1314 sowie an einen Entleerungsstutzen DN 25; (geringfügiger Mangel).

Die o.g geringfügigen Mängel sind bis spätestens Ende März 2013 zu beheben.

Prüfpkt. Rö. 2 Entleerungsstutzen DN 25 Restwanddicke = 2,2 mm (Innenkorrosion).

Stutzen ist zu erneuern. (erheblicher Mangel)

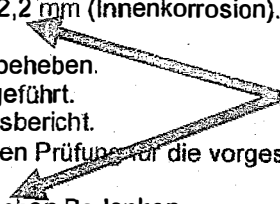
Die erheblichen Mängel sind bis spätestens 31.12.2012 zu beheben.

Für die Festigkeitsprüfung wurde eine Ersatzprüfung durchgeführt.

Das Ergebnis der Ersatzprüfung (ZfP) siehe Durchstrahlungsbericht.

Die Rohrleitung befindet sich nach dem Ergebnis der Äußeren Prüfung für die vorgesehene Betriebsweise in ordnungsgemäßen Zustand.

Gegen den Weiterbetrieb bestehen keine sicherheitstechnischen Bedenken.



### 13.3. Prüfungen zunächst am 22.10.2012, nach der Leckage

Blatt	Anzahl der Meßpunkte Shell	Anzahl der Meßpunkte erforderlich*
38	4	35+n

Tabelle 5 erste unvollständige Messungen nach eingetretener Leckage

Bereits nachdem mit dem 19.10.2012 eine Leckage eingetreten war, wurde zunächst nur im unmittelbaren Umfeld der bereits eingetretenen Leckage erneut gemessen.

Aus Erfahrungen mit Slopsleitungen hätten bereits zu diesem Zeitpunkt Gründe und Mechanismen für die eingetreten Leckage soweit bekannt gewesen bzw. vermutet werden müssen, daß eine deutlich höhere Prüfdrücke insbesondere an weiteren Teilen der Leitung hätten einsetzen müssen.

### 13.4. Prüfungen danach am 26. und 29.10.2012, nach der Leckage

Blatt	Änderung Anzahl	Nr. Meßpunkt	Anzahl der Meßpunkte Shell	Anzahl der Meßpunkte erforderlich*
34	-1	18 <- 2	1	11+n
35	0	17,12 neu / 1,2 entfallen	2	12+n



36		16 <- 1 / 1, 2 und 3 entfallen	1	23+n
37		11 neu / 1, 2, 3, 4 entfallen	1	21+n
38	3	14 <- 1, 13 <-3, / 4, 5, 6, 7, 15 neu / 2, 4(alt) entfallen	6	35+n
39		9 <- 1 / 8, 10 neu / 2,3,4,5 entfallen	3	23+n
40		Es liegt weiterhin keine Meßisometrie vor	0	10+n

**Tabelle 6 unvollständige Messungen nach eingetretener Leckage**

Trotz bereits eingetretener Leckage werden nur einzelne Meßpunkte nach bzw. neu gemessen; die Zahl der gemessenen Meßpunkte sinkt im Vergleich zu der Messung von 2007.

### **Fazit**

Es wird nicht erkannt, daß auf Grund der zu unterstellenden Schadensursachen ein vollständiger Check der Leitung angezeigt gewesen wäre.





## Zusammenfassung

In 2007 wurden drohende Leckagen auf Grund mangelnder räumlicher Prüfdichte nicht erkannt, zeitlich wurde im März 2012 trotz erkannten erheblichen Mangel (Rö 2 Restwandstärke 2,2 mm Blatt 38) eine viel zu lange Instandhaltungsfrist bis zum 31.12.2012 gegeben.

Bereits in dem dem Untersuchungsteam vorliegenden Rohrstück mußten, neben der akuten Durchtrittsstelle, weitere nicht unerhebliche Stellen vergleichbaren Korrosionsangriffs festgestellt werden. Somit konnte dem nachhaltig vorgetragenen Wunsch, insbesondere der Inspektionsabteilung der Shell nach einer Wiederinbetriebnahme der Leitung, lediglich nach Austausch der akuten Schadensstelle, seitens des Untersuchungsteams nicht gefolgt werden, auch einer entsprechenden Bewertung, seitens des TÜV Rheinland, ebenfalls vorgetragen von der Inspektionsabteilung, konnte nicht gefolgt werden. Seitens des Untersuchungsteams konnte auf Grund der bereits im vorliegenden Rohrstück vorgefundenen Korrosionsangriffe einer Wiederinbetriebnahme der bestehenden Leitung nicht zugestimmt werden.

## 14. Neues Prüfmanagement

Wie bereits im Bericht IS-DDT-MAN 103/12 „Schadensuntersuchung Slopsleitung 6406 Shell Raffinerie Godorf“ des TÜV SÜD ausführlich dargestellt, wurden seitens Shell und mit direkter örtlicher Unterstützung durch das Untersuchungsteam spätestens beginnend mit der Woche 50 auf Grund der Ereignisse intensive Anstrengungen hinsichtlich der Wiederherstellung der Anlagensicherheit unternommen, die einerseits in der Erarbeitungen eines neuen Prüfmanagements und andererseits dessen unverzüglicher Umsetzung im Out side plot durch deutlich höhere räumliche und zeitliche Prüfdichte aller Slopsleitungen gipfelte.

Innerhalb sehr kurzer Zeit wurden alle Slopsleitungen, den Erfahrungen aus anderen Raffineriestandorten folgend, die vom Untersuchungsteam eingebracht werden konnten, gemäß den neu erstellten Meßisometrien mit ganz erheblich größerer Anzahl von Meßstellen, durchstrahlt. Die Auswertung und Bewertung der Ergebnisse läuft zurzeit; die Mitglieder des Untersuchungsteams werden in Woche 2/2013 vor Ort sein, die Auswertungen der Durchstrahlungsprüfungen je einzelner Leitung bewerten und, so erforderlich, eine weitere Verdichtung der Meßstellen empfehlen, deren Auswertung und Bewertung begleiten bzw. vornehmen.

Die wesentlichen Inhalte des neuen Prüfmanagements sind die räumliche und zeitliche Verdichtung der Prüfungen und Handlungsanweisungen für den bindenden Umgang mit aufgefundenen Restwandstärken (siehe Anlage 8).

Zu diesem Zweck wurde die Gesamtheit aller Slopsleitungen zunächst

- identifiziert und klassifiziert, eine Liste sämtlicher Slopsleitungen wurde erstellt.
- Eine Priorisierung unter Berücksichtigung der die Korrosion beeinflussender Faktoren wurde erstellt; hier konnten die Erfahrungen aus anderen Raffineriestandorten, die das Untersuchungsteam beitragen konnte, einfließen
- Aussehen und Inhalte der neuen Prüfisometrien, die Basis für die räumliche Verdichtung der Meßstellen sind, sowie Orte, an denen Meßstellen zwingend erforderlich sind, wurden, auf Grund der vermittelten Erfahrungen, festgelegt
- Weiterhin wurden, basierend auf der Auswertung der sich einstellenden Prüfergebnisse Regeln für
  - Prüfintervall,

- Prüfumfang,
- Erneuerungskriterium für Slops Rohrleitungen

festgelegt.

- Ganz wesentlich wurde, im Hinblick auf eine sich generierende Lebenszyklushistorie, festgeschrieben, daß ab sofort bei jeder Neubaurohrleitungen Nullmessungen der tatsächlich verbauten Wandstärken an 100% der Meßstellen durchgeführt werden. So wird ermöglicht, daß im Zuge wiederkehrender Prüfungen Lebenszyklushistorien und somit Korrosionsraten je Rohrleitung und Prognosen in die Zukunft der Leitung belastbar erstellt werden können.

Das hier vorliegende Prüfmanagement wurde mit Unterstützung des TÜV SÜD IS GmbH erarbeitet; Erfahrungen aus anderen Raffinerienstandorten konnten mit einfließen. Im Zuge der Erfahrungen bei der Umsetzung des neuen Prüfmanagements können Anpassungsprozesse im Sinne eines „finetunigs“ notwendig werden.

## **15. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit**

### **15.1. Wiederherstellung der Anlagensicherheit**

Es hatte sich wiederholt gezeigt, insbesondere bei Slops Leitungen, daß drohende Leckagen nicht hinreichend sicher und auch nicht frühzeitig genug erkannt wurden. Vor diesem Hintergrund und als Konsequenz wurde mittlerweile erkannt, daß es dringend erforderlich ist, die gelebte Prüfpraxis zumindest im Werk Godorf deutlich zu ändern, will man nicht weitere Leckagen zu befürchten haben. Die betriebliche Erfahrung an anderen Raffineriestandorten hat gezeigt, daß eine deutlich höhere räumliche und zeitliche Prüfdichte für kritische Leitungen angemessen gewesen wäre. Ältere und u.a. medienbedingt kritische Rohrleitungen hätten mit mehr Aufwand geprüft werden müssen; dies galt insbesondere auch für Leitungen, die sich offensichtlich dem Ende ihres Lebenszyklus nähern hatten.

Eine ausführliche Darlegung hierzu findet sich beispielhaft im mehrfach genannten Bericht zur Leitung 6406; wichtig ist zunächst räumliche Dichte der Meßpunkte, deren definitive Festlegung mittels aussagekräftiger Prüfmessung an kritischen Stellen und Festlegung geeigneter Prüfintervalle, die zeitliche Dichte der Prüfungen.

Im Schlußbericht des TÜV SÜD zur Schadensuntersuchung an der Slops – Leitung 6406 („Bericht IS-DDT-MAN 103/12, Schadensuntersuchung Slopsleitung 6406 Shell Raffinerie Godorf“) ist eine sinnvollerweise generell anzuwendende Vorgehensweise bei der Festlegung von Meßpunkten und der für sinnvoll erachteten Prüfintervalle ausführlich beschrieben, die hier nicht erneut in aller Breite dargelegt werden soll. Bei Anwendung dieser bewährten Prüfmethodik kann davon ausgegangen werden, daß die Anlagensicherheit wieder hergestellt werden kann.

### **15.2. Verbesserung der Anlagensicherheit**

Wie bereits dargelegt, hat insbesondere mit dem neuen Prüfmanagement ein deutlich erkennbarer Paradigmenwechsel in Sachen Prüfmentalität stattgefunden, der in Praxis bereits umge-



setzt wird. Dies ist insbesondere erkennbar an den neuen Meßisometrien, der Priorisierungsliste, deren Bewertungsmechanismen und den resultierenden Maßnahmen. Auch war in Woche 50 deutlich erlebbar, daß die Festschreibungen in den neuen Isometrien und der Priorisierungsliste unmittelbar im out-side-plot umgesetzt werden.

Wichtig in diesem Zusammenhang wird es sein, daß Erkenntnisse, Einsichten und resultierende Maßnahmen nicht nur jetzt in der aktuellen und akuten Situation gelebt werden, sondern daß dieser Prozeß auch weiterhin umgesetzt wird.

Von großer Bedeutung wird es auch sein, daß bei Neubaurohrleitungen Nullmessungen der tatsächlich verbauten Wandstärken an 100% der Meßstellen durchgeführt werden. Nur so wird es möglich werden, daß im Zuge wiederkehrender Prüfungen Lebenszyklushistorien je Rohrleitung und Prognosen in die Zukunft der Leitung belastbar erstellt werden können.

Mit der Identifikation der Slopsleitungen, Priorisierung, resultierender Prüflichte an Hand definierter und hinreichend dicht angeordneter Meßstellen können drohende Leckagen erkannt und jeweils geeignete Gegenmaßnahmen bis hin zum Ersatz der Leitung ergriffen werden und somit die Anlagensicherheit deutlich verbessert werden.

Die genannten Prozesse müssen insbesondere in das Sicherheitsmanagementsystem eingepflegt, seine Wirksamkeit muß geprüft werden.

## 16. Zusammenfassung

Durch die jüngsten Ereignisse hat sich gezeigt, daß insbesondere Slops – Leitungen, werden sie nicht hinreichend dicht räumlich und zeitlich geprüft, ein hohes Risiko darstellen können. Das Risiko einer Leckage erhöht sich zusätzlich, wenn das Medium korrosionsauslösende Komponenten enthält und die Leitung beheizt wird, dies führt zu weiter erhöhten Korrosionsraten.

Bei Shell wurde erkannt, daß nicht nur Anlagen im in-side-plot intensiv geprüft und überwacht werden müssen, auch den Anlagen im out-side-plot kommen als integrale Funktionseinheiten in der Gesamtanlage zentrale Bedeutung zu. Leckagen sind im Sinne des Vorsorgegedankens durch angemessene Prüfungen, Kontrollen und Überwachungen zu verhindern.

Wesentlich ist, daß bereits ein deutlicher Umdenkungsprozeß stattgefunden hat; ihn gilt es in die Zukunft hinein fortzuschreiben, weiter zu entwickeln und zu verfeinern.

Mit freundlichen Grüßen





IndustrieService

TÜV SÜD Industrie Service GmbH · Zentralbereich Mannheim · Deutschland

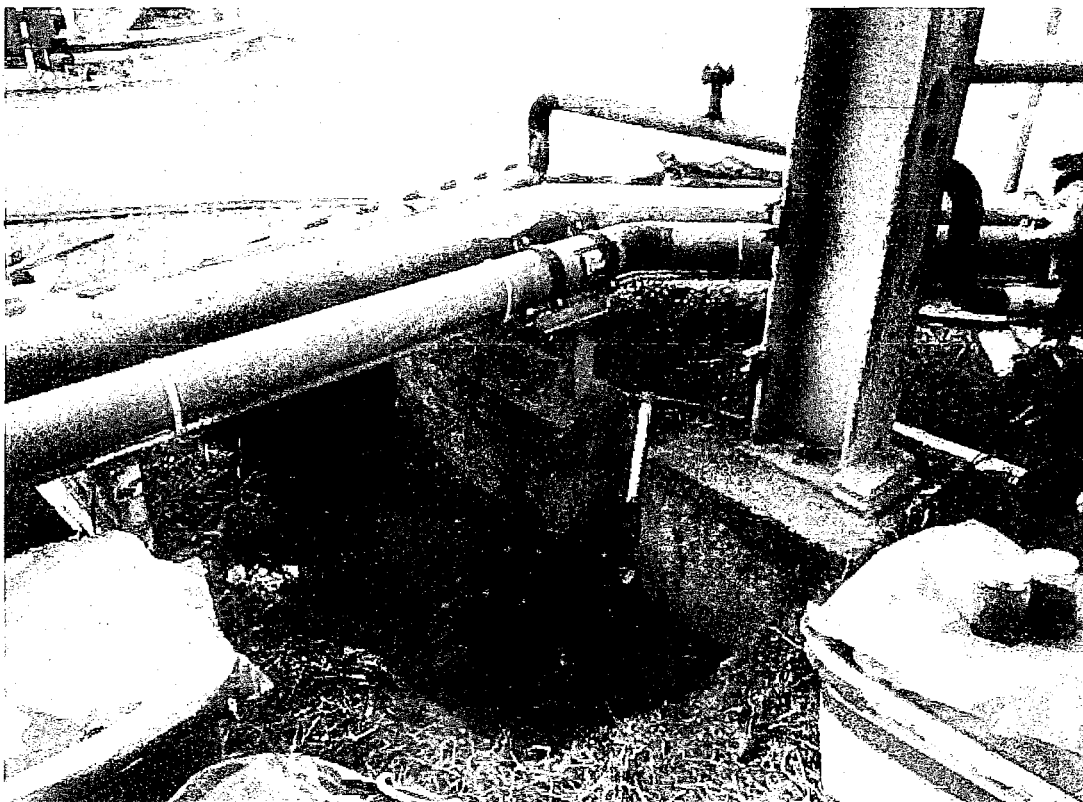
**Mehr Sicherheit.  
Mehr Wert.**

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling  
Luwigshafenerstraße 1  
50389 Wesseling

## Bericht IS-DDT-MAN 103/12

Schadensuntersuchung Slopsleitung 6406 Shell Raffinerie Godorf einschließlich  
übergreifender Betrachtungen generell zur bisherigen Prüfpraktik und den bereits  
gezogenen Konsequenzen

### Schlußbericht



**Abbildung 1 Einbausituation Leitung 6406, Leckagestelle bereits erneuert, Boden-  
aushub**

Datum: 18.12.2012

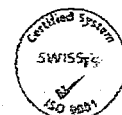
Unsere Zeichen:  
IS-DDT-MAN/kr

Dokument:  
schlußbericht stofffreisetzung  
slopsleitung 6406\_121218.doc

Das Dokument besteht aus  
39 Seiten.  
Seite 1 von 39

Die auszugsweise Wiedergabe des  
Dokumentes und die Verwendung  
zu Werbezwecken bedürfen der  
schriftlichen Genehmigung der  
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen  
sich ausschließlich auf die  
untersuchten Prüfgegenstände.



Sitz: München  
Amtsgericht München HRB 96 869  
UST-IdNr. DE129484218  
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV  
unter [www.tuev-sued.de/impressum](http://www.tuev-sued.de/impressum)

Aufsichtsrat:  
Karsten Xander (Vorsitzender)  
Geschäftsführer:  
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),  
Dr. Ulrich Klotz, Thomas Kainz

Telefon: 0621-395-236  
Telefax: 0621-395-632  
[www.tuev-sued.de/is](http://www.tuev-sued.de/is)



TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Tankanlagen  
Zentralbereich Mannheim  
Deutschland



## Inhaltsverzeichnis

1. Auftraggeber .....	5
2. Schadensort .....	5
3. Zuständige Behörde .....	5
4. Aufgabenstellung .....	5
5. Untersuchungsteam .....	6
6. Eingereichte Unterlagen .....	6
7. Wesentliche Rechtsgrundlagen .....	7
8. Kurzbeschreibung der Anlage .....	7
9. Abschätzung und Ermittlung der freigesetzten Menge .....	8
9.1. Unmittelbar mittels Wannen aufgefangene Menge .....	8
9.2. Bodenuntersuchung .....	8
9.3. Ergebnisse .....	9
10. Hergang der Betriebsstörung .....	10
11. Ursachenermittlung .....	10
12. Prüfung des normkonformen Betriebs .....	14
13. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile .....	15
13.2.1. Prüfung 2007 .....	17
13.2.2. Prüfung 2012 nach einer bereits eingetretenen Leckage .....	18
13.2.3. Bewertung der Prüfung der Gesamtleitung in 2012 .....	19
13.2.4. Fazit .....	20
14. Neues Prüfmanagement .....	20
15. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit .....	26
15.1. Wiederherstellung der Anlagensicherheit .....	26
15.2. Verbesserung der Anlagensicherheit .....	27
16. Zusammenfassung .....	28



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Einbausituation Leitung 6406, Leckagestelle bereits erneuert, Bodenaushub ...	1
Abbildung 2	Rohrleitung 6406 Bereich der Stofffreisetzung .....	7
Abbildung 3	vorgefundenes Leck auf Grund von Innenkorrosion .....	10
Abbildung 4	lochfraßähnliche Muldenkorrosion in der Durchtrittsstelle.....	11
Abbildung 5	Eine der weiteren aufgefundenen Korrosionsmulden .....	11
Abbildung 6	Schliff durch die oben dargestellte weitere Korrosionsmulde.....	12
Abbildung 7	Restwandstärke in einer weiteren Korrosionsmulde .....	12
Abbildung 8	REM Aufnahmen der Korrosionsprodukte .....	13
Abbildung 9	EDX Analyse beispielhaft für die Stelle 1 .....	13
Abbildung 10	Prüfisometrie Blatt 50 aus 2007 .....	17
Abbildung 11	Prüfisometrie Blatt 50 aus 2012 nach bereits eingetretener Leckage .....	18
Abbildung 12	Ergebnisse der Durchstrahlungsprüfung nach der Leckage .....	19
Abbildung 13	Prüfergebnis aus der Prüfung 2012.....	20
Abbildung 14	Ausschnitt aus der Priorisierungsliste.....	21
Abbildung 15	Punktesystem zur Bewertung der Anzahl der Straßendurchführungen.....	21
Abbildung 16	Punktesystem zur Bewertung der Örtlichkeit.....	21
Abbildung 17	Punktesystem zur Bewertung des Alters der Leitung .....	22
Abbildung 18	Punktesystem zur Bewertung der verbauten Nennweite .....	22
Abbildung 19	Punktesystem zur Bewertung der Bauart .....	22
Abbildung 20	Punktesystem zur Bewertung der Produkteigenschaften / Innenkorrosion .....	23
Abbildung 21	Punktesystem zur Bewertung der externen Korrosion.....	23
Abbildung 22	Punktesystem zur Bewertung des bisherigen Inspektionsumfangs .....	23
Abbildung 23	Einstufung in Prioritätsklassen .....	23
Abbildung 24	Prioritäten, Zahl der Meßstellen, Ergebnisse, resultierende Maßnahmen.....	24
Abbildung 25	neue Isometrie mit deutlich erhöhter räumlicher Dichte der Meßstellen.....	25
Abbildung 26	Musterbeispiel für eine angemessene Festlegung von Meßpunkten .....	26



## Verzeichnis der Anhänge

Anhang 1	Bericht zur Untersuchung der Rohrleitung 6406 –Slops - Leitung .....	29
Anhang 2	Prüfungen 2007 .....	30
Anhang 3	Prüfungen 2012 .....	31
Anhang 4	„Prüfmanagement zum sicheren Betrieb der Rohrleitungsanlagen des Slopssystems“ .....	32
Anhang 5	Anhörung zur Betriebsuntersagung Entwurf einer Ordnungsverfügung.....	33
Anhang 6	„Neuer Standard zum sicheren Betrieb der Rohrleitungsanlagen der Slopssysteme“ .....	34
Anhang 7	Bericht IS-DDT-MAN 105/12 des TÜV SÜD, „Aussagen zur Betriebssicherheit einzelner Rohrleitungen auf Basis des neu erstellten Prüfmanagements zum sicheren Betrieb der Rohrleitungsanlagen des Slopssystems“ .....	35
Anhang 8	Priorisierungsliste .....	36
Anhang 9	Begriffsdefinitionen zur Prioritätenliste .....	37

## Quellenverzeichnis

Quelle 1	„Leckage Slop-Leitung 6406“ .....	38
Quelle 2	Streßtest .....	39





IndustrieService

## 1. Auftraggeber

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling  
Ludwigshafenerstraße 1  
50389 Wesseling

## 2. Schadensort

Shell Rheinland Raffinerie Werk Godorf  
Godorfer Hauptstraße 150  
50997 Köln  
Straßenkreuzung Straße 10/11 im Bereich V 2038

## 3. Zuständige Behörde

Bezirksregierung Köln  
Zeughausstraße 2-10  
50667 Köln  
Herr Wolfgang Wick

## 4. Aufgabenstellung

Die Aufgabenstellung wurde von der Bezirksregierung Köln analog Schreiben vom 24.11.2012 unter Bezugnahme auf die Anordnung einer sicherheitstechnischen Prüfung vom 11.10.2012 Aktenzeichen 53.3.6-Wiw-SDON unter Punkt A.1.2 präzise formuliert. Danach ist Folgendes vom Sachverständigen durchzuführen:

- a. Ermittlung der freigesetzten Menge
- b. Hergang der Betriebsstörung
- c. Ursachenermittlung
- d. Prüfung des normenkonformen Betriebs
- e. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile
- f. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit



Industrie-Service

Neben der oben dargestellten und vorgegebenen konkreten Aufgabenstellung für die einzelne Leitung, ergab sich, im Zuge der fortschreitenden Untersuchungen an Leitung 6406 und Anderen, sowie durch die mittlerweile einsetzenden massiven Maßnahmen zur Wiederherstellung der Anlagensicherheit von Seiten Shell, Generelles, das im Folgenden ausgearbeitet, dargestellt und bewertet werden soll.

Es gilt dann generell für den weiteren Umgang, im Wesentlichen mit den Slops – Leitungen, hinsichtlich

- Intensität der durchzuführenden Prüfungen, räumlich, wie zeitlich,
- dem Prüf- und Überwachungsmanagement,
- den Maßnahmen zur Beseitigung festgestellter Mängel,
- dem Instandhaltungsmanagement,
- den Maßnahmen zur Wiederherstellung der Anlagensicherheit, sowie deren Verbesserung.

## 5. Untersuchungsteam

## 6. Eingereichte Unterlagen

Von der Shell Deutschland Oil GmbH wurden umfangreiche Unterlagen eingereicht und zur Verfügung gestellt; sie finden sich im Wesentlichen in den Anhängen.

Folgend ein Listing der bedeutsamen Unterlagen und Quellen

- Bericht über die Bodenuntersuchungen Leckage Slops-Leitung 6406
- Beschreibung des Ereignishergangs, Schreiben an die Bezirksregierung Köln vom 31.10.2012
- Diverse Flow Scheme Slops und ölhaltige Abwasser
- Satz Isometrien mit eingesetzten Steckscheiben
- Prüfisometrien
- Diverse Prüf- und Inspektionsberichte im Wesentlichen aus 2007 und 2012
- Photographien zum Verlauf der Leitung 6406
- Konzept zum sicheren Betrieb der Rohrleitungen

In Woche 50 fand eine dreitägige Besprechung bei der Shell in Köln statt, die der Erstellung des Konzepts zum sicheren Betrieb der Rohrleitungen des Slopssystems und dem weiteren Informationsaustausch dienen sollte.

Der weitere Informationsaustausch und die weitere Informationsbeschaffung verliefen im Wesentlichen über E-mails und Telefonate. Vor-Ort-Begehungen und Prüfungen wurden durch Sachverständige des Untersuchungsteams durchgeführt.

Von besonderer Bedeutung sind die Untersuchungen am havarierten Rohrstück. Die Ergebnisse liegen mittlerweile vor. Der entsprechende Bericht findet sich in Anhang 1.

## 7. Wesentliche Rechtsgrundlagen

Hier sind das BImSchG und insbesondere die Störfallverordnung mit ihren Anhängen und das WHG und im Besonderen die einschlägigen TRwS'en z.B. die TRwS 779, 780, zu nennen.

## 8. Kurzbeschreibung der Anlage

Die Beschreibung der oberirdischen Rohrleitung 6406 und deren Betriebsbedingungen ergeben sich im Wesentlichen aus den vorliegenden Unterlagen wie den R&I's, Inspektions- und Prüfbescheinigungen; hinsichtlich des Mediums prinzipiell aus dem Sicherheitsdatenblatt; hier ist allerdings zu bedenken, daß es sich um eine Mischung aus Wasser, Kohlenwasserstoffen und weiteren aus den Ursprungsanlagen stammenden Stoffen – hier aus den Entwässerungen der Tanke V 1901, 1905, 1907 und 1909 handelt. Über die oberirdische, beheizte und isolierte Slops Leitung 6406, die aus dem Jahr 1998 stammt, wird Abwasser von den Tankentwässerungen der genannten Tanke, die mit Sticleitungen an die Leitung 6406 angeschlossen sind, zum Behälter V - 2038 transportiert, das dort weiter verarbeitet wird.

Die Zusammensetzung des Slops wird immer innerhalb einer gewissen Bandbreite, abhängig von den Einsatzstoffen und der Fahrweise der Anlagen, schwanken. Der Bereich in dem es zu der Stofffreisetzung kam, ist unbefestigt.

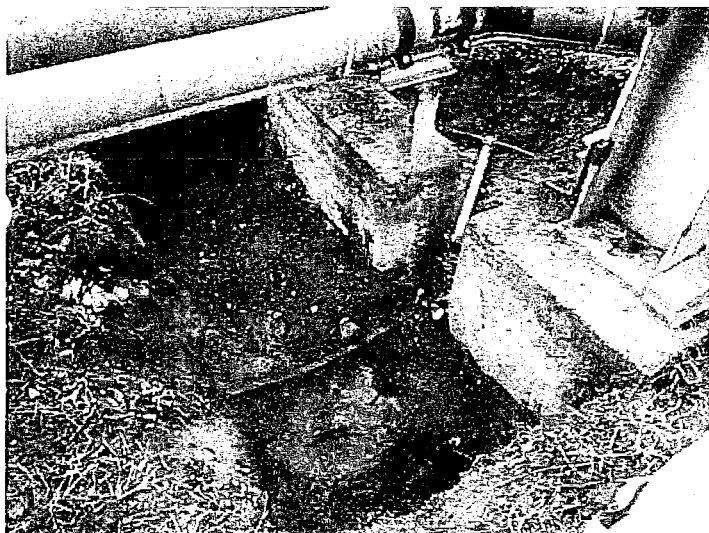


Abbildung 2 Rohrleitung 6406 Bereich der Stofffreisetzung



## **9. Abschätzung und Ermittlung der freigesetzten Menge**

### **9.1. Unmittelbar mittels Wannen aufgefangene Menge**

Unmittelbar nach Erkennen der Leckage wurden ca. 75 kg Medium aufgefangen; geht man, gemäß vorliegender Erfahrungen, davon aus, daß davon ca. 50% aus Kohlenwasserstoffen bestehen, kann die ausgetretene und aufgefangene Menge konservativ mit 40 kg Kohlenwasserstoffen abgeschätzt werden.

### **9.2. Bodenuntersuchung**

Mit dem Bodenaushub des kontaminierten Bereichs konnte unmittelbar begonnen werden; die Ergebnisse der Bodenuntersuchungen liegen als separater Bericht „Leckage Slop-Leitung 6406“ vor (Quelle1).

In mehreren Stufen wurde über einer Fläche von 2,5 x 2,0 m<sup>2</sup> zunächst auf eine Tiefe von 0,1, dann auf 0,5 und abschließend auf 1,0 m ausgekoffert. Weiterer Aushub war auf Grund der ermittelten Daten nicht mehr erforderlich. Insgesamt wurden 5 m<sup>3</sup> ausgehoben. Geht man von einer Dichte der mineralischen Bodensubstanz von 2,6 g/cm<sup>3</sup> aus, ergeben sich daraus insgesamt 13 t verunreinigten Aushubs.



Die einzelnen Schichten wurden separat analysiert; die Ergebnisse finden sich in der folgenden Tabelle.

Schicht	Stoff	Konzentration im Boden	Ausgetretene Menge	Masse Erd-aushub
m		[mg/kg]	[kg]	[t]
0,0 - 0,1	BTEX	934	1,214	1,3
	ETBE	60	0,078	1,3
0,1 - 0,5	BTEX	417	2,168	5,2
	MKW	1100	5,720	5,2
	ETBE	9,4	0,0489	5,2
0,5 - 1,0	BTEX	27,48	0,179	6,5
	MKW	1000	6,50	6,5
	ETBE	0,3	0,00195	6,5
	Summe	Boden	15,91	
	Summe	Aufgefangene Menge	75	
		davon Kohlenwasserstoffe	40	
		Freigesetzte Menge gesamt	90,91	
		Freigesetzte Menge an Kohlenwasserstoffen	55,91	

### 9.3. Ergebnisse

Zusammenfassend kann abgeschätzt werden, daß insgesamt rund 91 kg Medium freigesetzt wurden, von denen rund 56 kg aus Kohlenwasserstoffen bestanden.

## 10. Hergang der Betriebsstörung

Gemäß Betreiberangaben (Schreiben vom 31.10.2012 an die Bezirksregierung Köln) wurde der Produktaustritt aus der Slopsleitung 6406 an der Straßenkreuzung Straße 10/11 im Bereich V 2038 am 23.10.2012 um 14:15 Uhr von einem Kontraktor festgestellt und an den Betrieb MMDA gemeldet. Mitarbeiter des Betriebs MMDA fuhren unmittelbar zur Leckagestelle; die Leitung wurde eingeblockt; nachtropfendes Produkt wurde mittels Auffangwannen aufgefangen. Die Leitung wurde mit einer Dichtschelle versehen. Alle Aktionen im Zusammenhang mit der Leckage waren um 15:30 Uhr abgeschlossen; die zuständige Behörde wurde um 15:45 Uhr in Kenntnis gesetzt.

Gemäß Schreiben der Shell vom 31.10.2012 gab es bereits in der Vergangenheit Schäden; von Shell nachgereichte Unterlagen zeigen, aus ihnen kann im Wesentliche nur erkannt werden, daß nach Schaden eine Teilsanierung in 01.07.2011 eine Abnahmeprüfung nach Teilsanierung stattgefunden hatte.

## 11. Ursachenermittlung

Zur Ursachenermittlung wurden Teile der Rohrleitung herausgetrennt und an den TÜV SÜD gesandt. Dort wurden intensive metallurgische Untersuchungen zu Ursachenermittlung angestellt, die sich im Detail im separaten Bericht in Anhang 1 finden.

Wesentliches soll hier folgend herausgegriffen und dargestellt werden:

Der Schadensort wurde von einem Sachverständigen des TÜV SÜD aus dem Bearbeitungsteam begangen, um sich einen Überblick über die örtlichen Verhältnisse zu machen, Fotos wurden gemacht und den restlichen Mitgliedern des Untersuchungsteams zur Verfügung gestellt.

Erste Ergebnisse und Vermessungen der Leckstelle zeigten, daß eindeutig Innenkorrosion ursächlich für den Schadenseintritt war und eine Lochgröße von 25 mm<sup>2</sup> entstanden war.

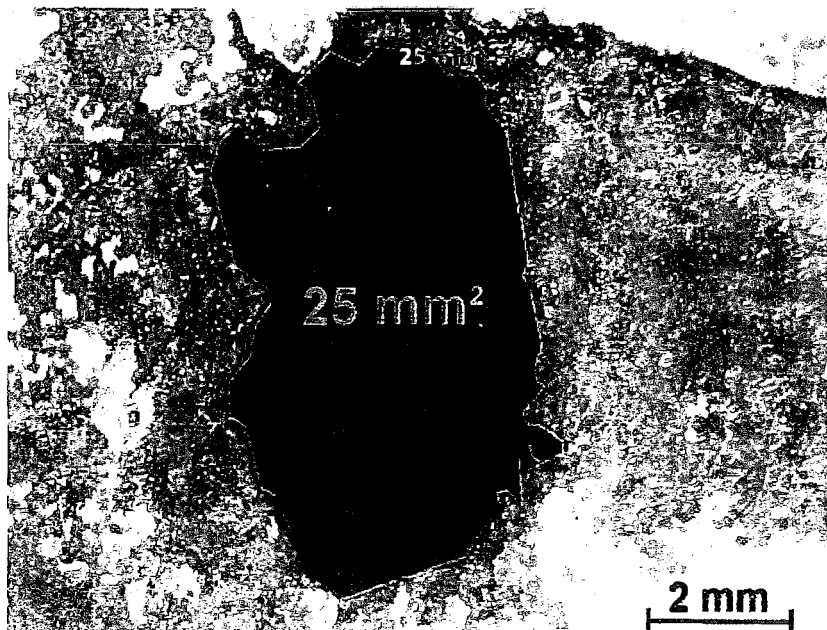


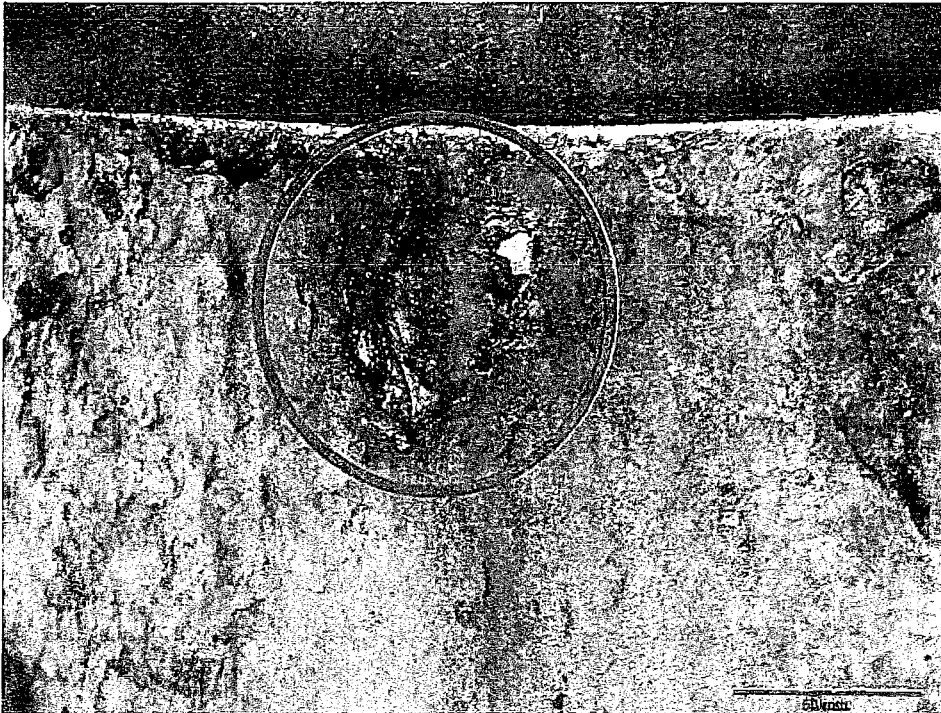
Abbildung 3 vorgefundenes Leck auf Grund von Innenkorrosion

Mit weiterem Untersuchungsfortschritt war sehr schnell klar, daß für die Leckage lochfraßähnliche Muldenkorrosion ursächlich war.



**Abbildung 4 lochfraßähnliche Muldenkorrosion in der Durchtrittsstelle**

Weitere Untersuchungen an dem beigestellten Rohrstück aus dem Bereich der Schadensstelle zeigten sechs weitere Mulden mit zum Teil ganz erheblichen Wandstärkenminderungen.



**Abbildung 5 Eine der weiteren aufgefundenen Korrosionsmulden**

Folgend ein Schliff durch die oben dargestellte Korrosionsmulde

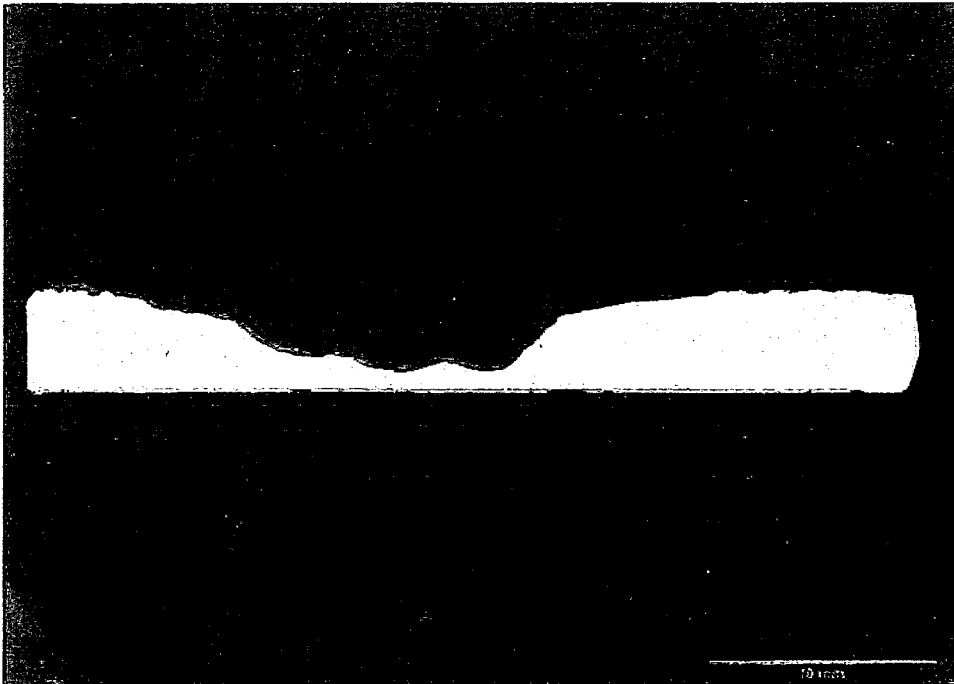


Abbildung 6 Schliff durch die oben dargestellte weitere Korrosionsmulde

Im Schliff ist deutlich erkennbar, daß auch hier eine ganz erhebliche Wandstärkenminderung eingetreten war und mit weiterem unvermeidlichem Korrosionsfortschritt ein weiterer Durchtritt an der aus dem Jahr 1998 stammenden Leitung zu erwarten gewesen wäre.

Die Vergrößerung und Vermessung aus obigem Bild zeigt, daß von der Ursprungswandstärke von nominell 5,6 mm nur noch 0,81 mm vorhanden waren.

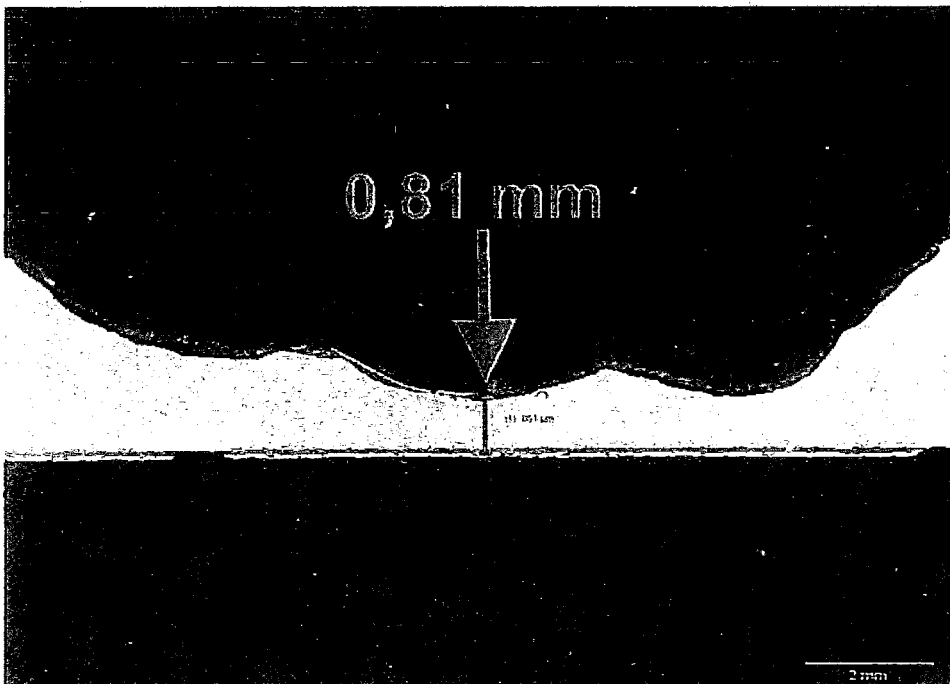


Abbildung 7 Restwandstärke in einer weiteren Korrosionsmulde



REM - Aufnahmen und EDX - Analysen der Korrosionsprodukte zeigen, daß neben Sauerstoff zumindest Schwefel nachgewiesen werden konnte. Als Korrosionsmechanismus kann somit neben Sauerstoffkorrosion zusätzlich Säureangriff festgestellt werden. Insbesondere in der Sechs - Uhr - Position der Leitung dominiert die wässrige Phase, in der sich schwefelige Säure ( $H_2SO_3$ ) bildet. Chloride, die zur Bildung von Salzsäure führen würden, konnten aktuell in den vorliegenden Korrosionsprodukten nicht gefunden werden.

Insgesamt kommt zu den aufgefundenen Korrosionsmechanismen erschwerend hinzu, daß die Slops - Leitungen in aller Regel beheizt sind, was die Reaktionsgeschwindigkeit der ablaufenden chemischen Reaktionen erhöht und damit den Korrosionsfortschritt erheblich begünstigt. Ebenfalls beschleunigend auf den Korrosionsfortschritt wirkt der Batchbetrieb der Leitung, da zum Einen immer wieder Produkt in diversen Leitungsabschnitten verbleibt und hier im Wesentlichen die saure wässrige Phase unmittelbar Kontakt mit dem Werkstoff hat und zum Anderen zusätzlich Korrosionsprodukte bei erneuten Betrieb ab- und ausgetragen werden und somit mehr oder weniger blanke Oberflächen den in der Wasserphase vorhandenen Agentien erneut ausgesetzt werden.

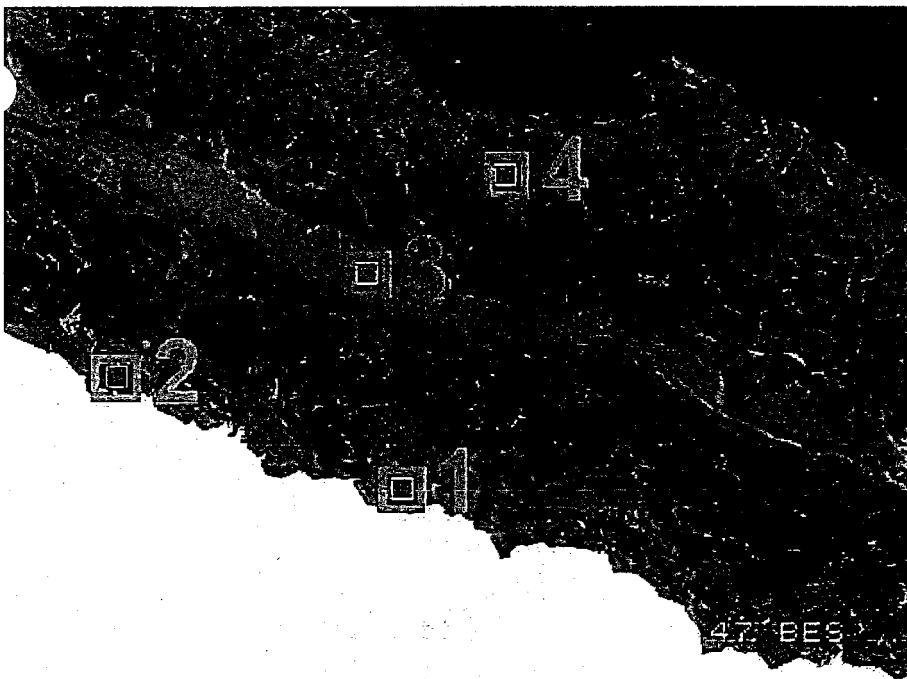


Abbildung 8 REM Aufnahmen der Korrosionsprodukte

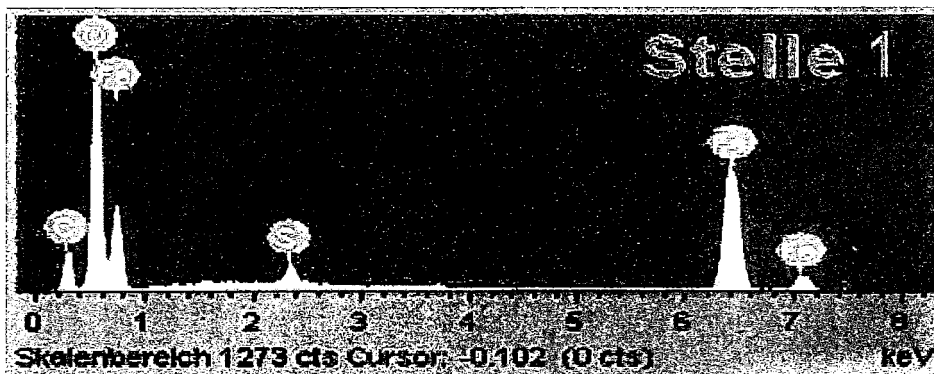


Abbildung 9 EDX Analyse beispielhaft für die Stelle 1



## **Fazit**

Bereits im in dem dem Unterungsteam vorliegenden Rohrstück mußten neben der akuten Durchtrittsstelle weitere sechs nicht unerhebliche Stellen vergleichbaren Korrosionsangriffs festgestellt werden. Seitens des Untersuchungsteams konnte auf Grund der bereits im vorliegenden Rohrstück vorgefundenen Korrosionsangriffe einer Wiederinbetriebnahme nicht zugestimmt werden.

Auch ein von der Inspektion vorgeschlagener Streßtest (erhöhte Druckprüfung auf Basis empirisch ermittelter Daten siehe Quelle 2) wäre hier als ganzheitliche Prüfung nicht zielführend gewesen. Notwendige Daten zur Prüfdruckermittlung vorlagen vor. Bei Anwendung der Methode wären mögliche weitere Durchtrittsstellen wären nicht nur nicht aufgezeigt worden, zusätzlich wären diese durch die Stützwirkung umliegenden Materials kaschiert worden; also in Konsequenz wäre zusätzlich eine falsche Sicherheit vorgetäuscht worden.

Die Leitung wurde daraufhin auf ihrer gesamten Länge vollständig erneuert.

Hier sollte nun die Gelegenheit genutzt werden von Anbeginn an eine qualifizierte Lebenszyklushistorie der Leitung zu erstellen; siehe hierzu auch die als Muster zu verstehenden Ausführungen unter dem Punkt „Wiederherstellung der Anlagensicherheit“ im Folgenden.

## **12. Prüfung des normkonformen Betriebs**

Zu untersuchen ist hier die Einhaltung einschlägiger Gesetze, Verordnungen und Regelwerke. Einschlägig sind im Wesentlichen die Betriebssicherheitsverordnung (BSV), die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS, zukünftig AwSV) und deren nachgeordnete technischen Regelwerke wie die TRwS-en und die TRbF-en, TRR-en, insfern, daß sie die Grundlage insbesondere für die TRwS 780 darstellt, die ausschließlich für neue Rohrleitungen gilt und sie der BSV zuzurechnen ist.

Relevant sind im Kontext zunächst insbesondere die Anforderungen an die Werkstoffe, der Nachweis von Güteeigenschaften, deren Beständigkeit gegen die zu erwartenden Medien und die auftretenden Temperaturen.

Die Untersuchungen die Untersuchungen im Rahmen der metallurgischen Analysen (u.a. Analysewerte, Härtewerte, siehe ermittelte Werte dargestellt in der Anlage 1) zeigten, daß branchenübliche, geeignete Werkstoffe eingesetzt wurden.

Hinsichtlich weiterer Parameter wie z.B. der ordnungsgemäßen Verlegung der Rohrleitung, der Übereinstimmung mit den R&I Schemata und den Meßisometrien, könnte nur eine spezifische Begehung letzte Gewissheit schaffen. In den vorliegenden Prüfberichten (siehe Anlage 2 und Anlage 3) wurden keine signifikanten Mängel dokumentiert. Die Leitung 6406 wurde zwischenzeitlich stillgelegt und wird neu gebaut werden. Somit kann davon ausgegangen werden, daß die einschlägigen Normen eingehalten wurden und bei Neubau selbstredend eingehalten werden. Weiterhin muß selbstverständlich nach Abschluß des Neubaus und vor Inbetriebnahme der neuen Leitung 6406 eine Abnahmeprüfung und Prüfung vor Inbetriebnahme gemäß geltendem Regelwerk erfolgen.



## 13. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile

### 13.1. Grundlegendes zur Wiederherstellung der Anlagensicherheit

Es liegen Prüfunterlagen für die Jahre 2007 und 2012 (nach der Leckage, siehe Anlage 2 Prüfungen 2007 und Anlage 3 Prüfungen 2012) vor.

Aktuell ist die Shell zusätzlich dabei alle Slopsleitungen einer außerordentlichen Durchstrahlungsprüfung nach neuem Prüfmanagement zu unterziehen und differenziert Maßnahmen zur Beseitigung festgestellter Mängel einzuleiten (siehe hierzu Anlage 4).

Vorgeschrieben sind neben Abnahmeprüfung und Prüfung vor Inbetriebnahme wiederkehrende Prüfungen alle fünf Jahre gemäß einschlägigen Verordnungen und einschlägigem Regelwerk. Gemäß branchenüblichen Schriftlichen Festlegungen mit der Zulassungs- und Überwachungsstelle (ZÜS) wurden festgelegte Ersatzprüfungen gemäß Aktenlage durchgeführt. In aller Regel werden statt einer Druckprüfung geeignete zerstörungsfreie Prüfungen (zfP) durchgeführt, die aus Durchstrahlungsprüfungen und/oder Ultraschallprüfungen bestehen. Auf Grund der Korrosionsmechanismen, die insbesondere in Slopsleitungen vorzufinden sind wäre darüberhinaus ein Druckprüfung, ein Streßtest oder auch eine Dichtheitsprüfung mit einem aufgeprägten Druck im Zuge einer wiederkehrenden Prüfung nicht aussagekräftig und damit zielführend.

Dezidierte Anforderungen zur räumlichen und zeitlichen Prüfdichte finden sich im einschlägigen Regelwerk nicht; die entsprechende TRR 514 spricht unter Punkt 4.2.2 davon, daß „die Druckprüfung durch geeignete zerstörungsfreie Prüfungen ersetzt werden kann“.

Bei den Süddeutschen Raffinerien wird von den TÜV-en folgender Ansatz gelebt, der bisher zielführend war und mit dem „unerwartete“ Leckagen an Rohrleitungen, hier insbesondere an Slopsleitungen, im Wesentlichen vermieden werden konnten.

#### räumlich

Es werden im Rahmen von Meßisometrien Meßpunkte festgelegt, in denen insbesondere folgende Meßpunkte oder Bereiche für Durchstrahlungs (RT)- und/oder Ultraschallprüfungen (UT) definiert werden.

- Stellen, an denen auf Grund der Leitungsführung Strömungsumlenkungen stattfinden (z.B. Bögen, T-Stücke, Y-Stücke)
- Stellen, wo es zu Aggregatsübergängen kommen kann
- Dosierstellen
- Probenahmestellen
- Meßstellen
- Thermohülsen
- Reduzierungen bzw. Erweiterungen
- Stutzen jeder Art, insbesondere in sechs Uhr Position



Industrie-Service

- Tote Enden (z.B. kleine Stutzen, Entleerungen, Entlüftungen)
- Nicht durchströmte Rohrleitungsabschnitten (auch zeitweise, Batchbetrieb, auch auf geraden Leitungsabschnitten)
- Rohrleitungsabschnitte mit stehendem Produkt, insbesondere wenn begleitbeheizt
  
- Stellen, die erfahrungsgemäß (siehe Rohrleitungslebenszyklushistorie) als kritisch bewertet werden müssen

Räumlich und zeitlich gilt für die durchzuführenden Messungen in erster Näherung:

hohes Alter -> hohes Risiko -> viele Messungen

Zusätzlich sind für die Dichte der Messungen die verfahrenstechnischen Parameter zu bewerten; hier geht es neben Druck und Temperatur, wie die vorliegenden Erfahrungen zeigen, ganz wesentlich um die in der Leitung transportierten Medien und die auftretenden oder möglicherweise auftretenden Agentien wie beispielsweise Schwefelwasserstoff, Chloride, Schwefel, Sauerstoff, die insbesondere zur Bildung von Säuren vor allem in einer wässrigen Phase, die bei Slopsleitungen regelmäßig angetroffen werden, führen.

Die Erfahrung aus den aufgetretenen Leckagen in den Slopsleitungen zeigt, daß der Korrosionsangriff in aller Regel zu lochfraßähnlicher Muldenkorrosion und zu lokalem Versagen und damit zu Lecks führt.

### zeitlich

- Zu Beginn des Lebenszyklus der Rohrleitung kann es, je nach Verfahrensbedingungen, Medium, örtlichen Gegebenheiten ausreichen, daß 10% der wie oben beschrieben, festgelegten Meßpunkte gemessen werden, bei einer Mindestanzahl von fünf Punkten.
- Zur Mitte des Lebenszyklus kann es bei einer als kritisch erkannten Rohrleitungen weiterhin ausreichen 10% der Meßpunkte zu messen allerdings unter Verkürzung der Prüffrist von 5 auf 2,5 Jahre. Wird Lochkorrosion befürchtet, ist als Prüfmethode die Durchstrahlungsprüfung zu bevorzugen.
- Gegen Ende des Lebenszyklus sind bei kritischen Rohrleitungstrassen 20% der Meßpunkte bei Verkürzung der Prüffrist **auf ein halbes Jahr** zu messen.

Dieses Raster stellt räumlich und zeitlich eine Orientierung dar; liegen weitere problematische Randbedingungen vor, kann es notwendig sein, sowohl mehr Meßpunkte zu messen als auch die Fristen weiter zu verkürzen.

## 13.2. Bewertung der bisher durchgeführten Prüfungen im Hinblick auf als notwendig erkannte Prüfanforderungen

Beispielhaft soll hier Blatt 50 der Prüfisometrie der Rohrleitung 6406 Zeichnung 04-2370-52-890 Index B betrachtet werden; für die Blätter 51 bis 53 gilt dann Analoges; für andere Slopsleitungen Ähnliches.

### 13.2.1. Prüfung 2007

SLOP6 - MOGASKOMPONENTEN, Lfg. 6406, Blatt 50, Zeichnungs-Nr.: 04-2370-52-890

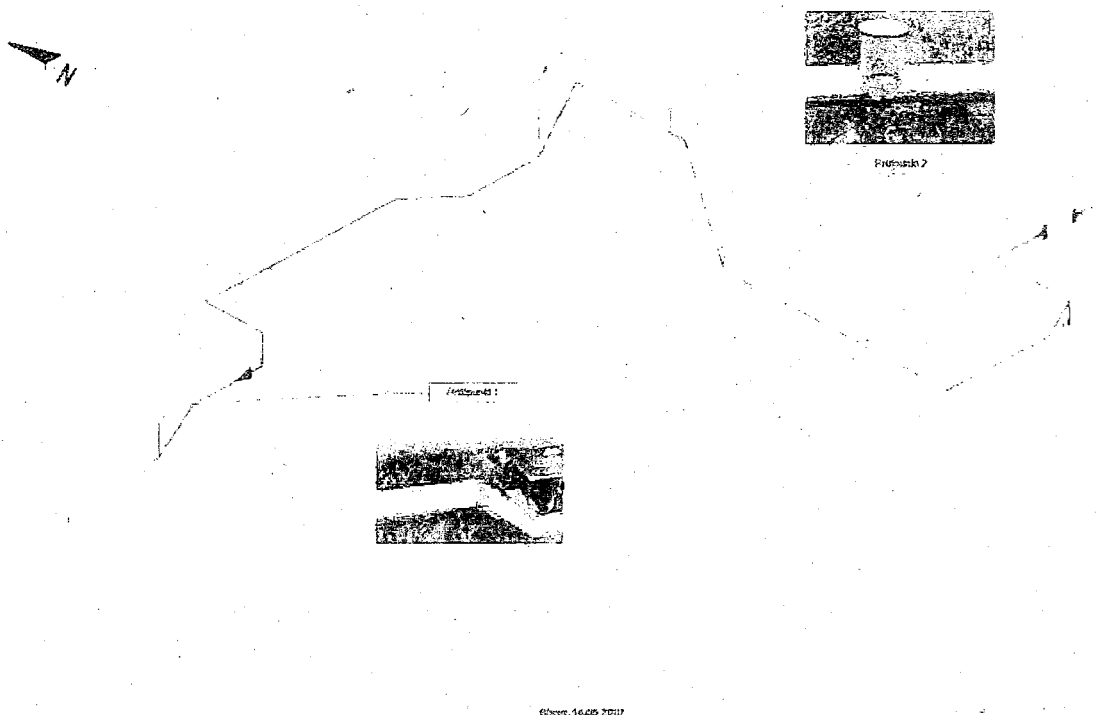


Abbildung 10 Prüfisometrie Blatt 50 aus 2007

Der auf Blatt 50 dargestellte Rohrleitungsverlauf zeigt allein vierzehn Strömungsumlenkungen einen Stutzen und eine Armatur; trotzdem finden sich in diesem Abschnitt nur zwei festgelegte Meßpunkte. Weiterhin waren in den beiden Meßpunkten bereits deutliche Wandstärkenverluste erkennbar. Aus Sicht des Untersuchungsteams, auf Grund der Tatsache, daß es in der Vergangenheit bereits Schäden gab und auf Grund der Erfahrungen aus anderen Raffinerien hinsichtlich der gelebten Prüfpraxis ist diese örtliche Prüfdichte deutlich zu niedrig. Auch die Häufigkeit der Prüfungen war ganz offensichtlich nicht hinreichend; turnusgemäß, und zusätzlich auf Basis geltenden Regelwerks, war die nächste Fälligkeit in 06/2012; nach Aktenlage wurde eine Prüfung aber erst am 24.10.2012 nach bereits eingetretenem Leck durchgeführt (siehe Anlage 3 Prüfbericht 2012); die Prüfberichte datieren aber erst vom 25. bzw. vom 26.10.2012.

### 13.2.2. Prüfung 2012 nach einer bereits eingetretenen Leckage

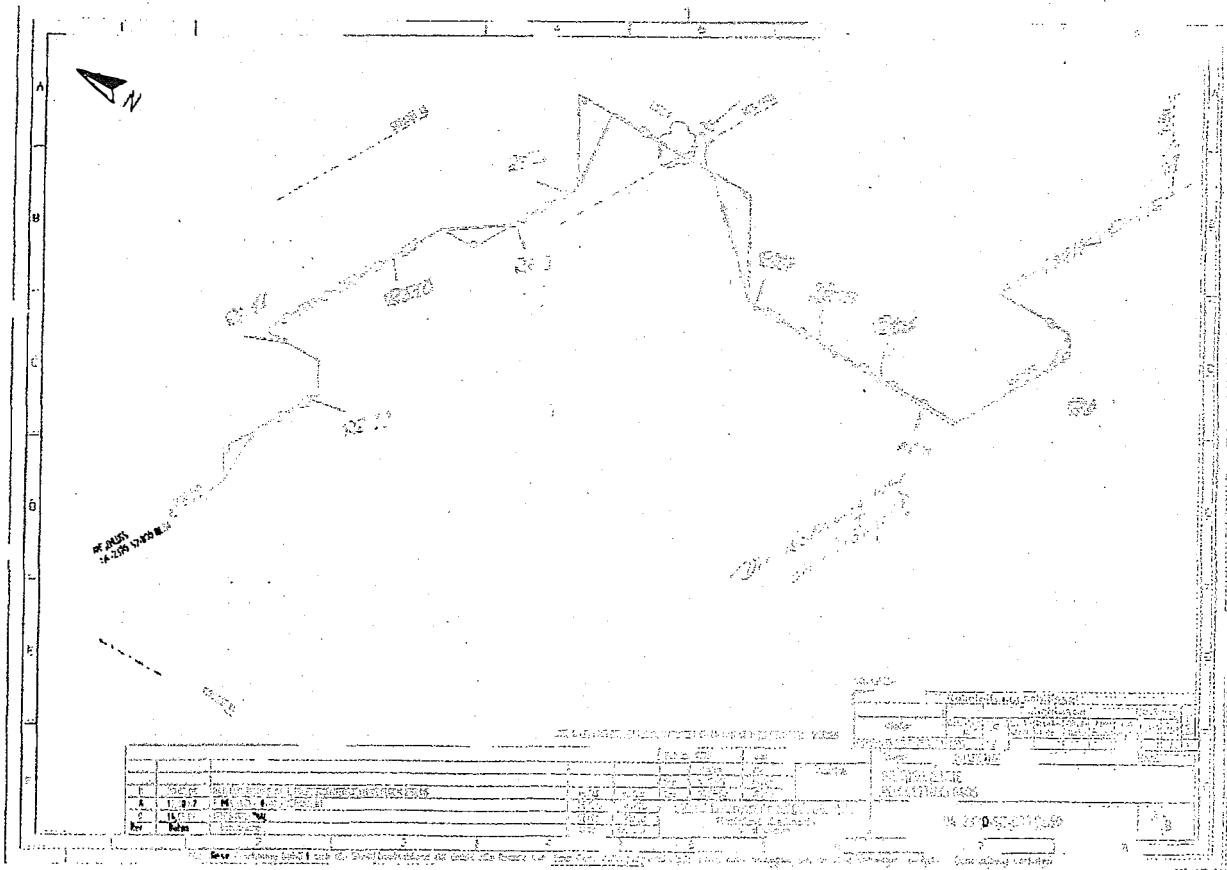


Abbildung 11 Prüfisometrie Blatt 50 aus 2012 nach bereits eingetretener Leckage

Bezogen auf Blatt 50 wurden nach bereits erfolgter Leckage und nachdem die gemäß Regelwerk vorgeschriebene Prüffrist nicht eingehalten wurde, insgesamt 20 Meßpunkte vorgesehen, wobei auch hier **nicht** alle Strömungsumlenkungen, Stutzen und Armaturen erfaßt wurden. Insbesondere nach den Ereignissen hätte hier, aus Sicht des Untersuchungsteams, und insbesondere, weil die Leitung weiter hätte betrieben werden sollen (siehe Punkt 13.2.3.), räumlich deutlich dichter gemessen werden müssen.



### 13.2.3. Bewertung der Prüfung der Gesamtleitung in 2012

Im Zuge der Messungen wurden über die Aussagen auf dem Prüfbericht (Anlage 3) hinaus, nicht nur an zwei Stellen (Rö 1 und Rö 2, Restwandstärken von 2,8 und 2,5 mm) kritische Befunde festgestellt, die zu der Bewertung kritischer Mangel führten, auch an den Meßstellen Rö 3, 4, 6 und 8 wurden durchaus kritische Restwandstärken gefunden.

Antrag		Analyse von ZIP-Messwerten für										Hintergrund Information			
MMD-PK33 Verlauf von V. 1406 ANB. VON 64		ROHRLEITUNG		SAP-Nummer 60021232711		MAG-Messplan Messplan-2012				Zustellungsnummer ISO-04-23YD-62-880		Prüfungsort Bayer Geden OS 1 2012			
Verlauf nach V-2038		Verlauf nach V-2038		PS (bar) <sup>1)</sup> 3,3		TS (°C) <sup>2)</sup> 120		Medium SLOPS MOGAS				PIEF S 04 04-2388-05-09 01.022		Rohrkategorie 161 25	
Cl	Erzuc	Isodruck	ME-Nr	OML	Messpunkt	Bezeichnung	Messkonfiguration	Probenart	DN	Kor. Zuschlag	WD normie (mm)	WD min. (mm)	WD Messwert (mm)	Messdatum	Beifunde
NA	SV	4287	1	A1	Rohr	Stutzen	3.0 RT	150	1		5,60	2,00	5,60	24.10.2012	
NA	SV	4287	1	B2	Stutzen		3.0 RT	20	1		4,00	2,00	4,00	24.10.2012	
NA	SV	4287	1	B3	Stutzen		3.0 RT	20	1		4,00	2,00	2,80	24.10.2012	Korr. MP?
NA	SV	4287	2	A1	Rohr	Stutzen	3.0 RT	150	1		5,60	2,00	4,30	24.10.2012	Korr. MP?
NA	SV	4287	2	B3	Stutzen		3.0 RT	20	1		4,00	2,00	2,50	24.10.2012	
NA		4287	3	A1	Rohr	Bogen	2.0 RT	80	1		4,00	2,00	4,50	24.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	3	A2	Rohr	Bogen	2.0 RT	80	1		4,00	2,00	5,50	24.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	3	A3	Rohr	Bogen	2.0 RT	80	1		4,00	2,00	3,20	24.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	4	A1	Rohr		1.0 RT	80	1		4,00	2,00	2,50	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	5	A1	Rohr		1.0 RT	100	1		5,00	2,00	4,20	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	6	A1	Rohr		1.0 RT	100	1		5,00	2,00	2,80	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	7	A1	Rohr		1.0 RT	100	1		5,00	2,00	3,80	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	8	A1	Rohr		1.0 RT	100	1		5,00	2,00	3,70	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	9	A1	Rohr		1.0 RT	100	1		5,00	2,00	5,20	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	10	A1	Rohr		1.0 RT	80	1		4,00	2,00	5,00	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	11	A1	Rohr		1.0 RT	100	1		5,00	2,00	5,30	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	12	A1	Rohr		2.0 RT	100	1		5,00	2,00	5,00	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	12	A2	Bogen		2.0 RT	100	1		5,00	2,00	6,80	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	12	A3	Rohr		2.0 RT	100	1		5,00	2,00	5,40	25.10.2012	Korr. MP?
NA		4287	13	A1	Rohr		1.0 RT	150	1		5,60	2,00	7,50	25.10.2012	
NA		4287	14	A1	Rohr		1.0 RT	150	1		5,60	2,00	5,80	25.10.2012	
NA		4287	15	A1	Rohr		1.0 RT	150	1		5,60	2,00	7,80	25.10.2012	
NA		4287	16	A1	Rohr		1.0 RT	150	1		5,60	2,00	5,50	25.10.2012	
NA		4287	17	A1	Rohr		2.0 RT	150	1		5,60	2,00	9,10	25.10.2012	
NA		4287	17	A2	Bogen		2.0 RT	150	1		5,60	2,00	12,50	25.10.2012	
NA		4287	17	A3	Rohr		2.0 RT	150	1		5,60	2,00	9,40	25.10.2012	
NA		4287	18	A1	Rohr		2.0 RT	100	1		5,00	2,00	12,30	25.10.2012	
NA		4287	18	A2	Bogen		2.0 RT	100	1		5,00	2,00	14,30	25.10.2012	
NA		4287	18	A3	Rohr		2.0 RT	100	1		5,00	2,00	8,20	25.10.2012	
NA		4287	19	A1	Rohr		1.0 RT	100	1		5,00	2,00	7,90	25.10.2012	
NA		4287	20	A1	Rohr		1.0 RT	100	1		5,00	2,00	9,00	25.10.2012	

Abbildung 12 Ergebnisse der Durchstrahlungsprüfung nach der Leckage

In diesem Zusammenhang und vor dem Hintergrund der Ereignisse in ihrer Gesamtsicht wurden trotz erkannter erheblicher Mängel und weiterer als nicht unerheblich zu bezeichnender Wandstärkenverluste, im Feld Prüfergebnisse Fristen bis Ende August bzw. Ende April 2013



eingerräumt und die Aussage getroffen wird, daß gegen den Weiterbetrieb der Rohrleitung 6406 keine sicherheitstechnischen Mängel bestünden.

#### Prüfgebnisse

Stellenweise unvollständige Isobierung, (geringfügiger Mangel)  
Prüfplk R0 1 Stutzen DN 20 Restwanddicke = 2,8 mm (Innenkorrosion)  
Prüfplk R0 2 Stutzen DN 20 Restwanddicke = 2,5 mm (Innenkorrosion)  
Stutzen sind zu erneuern. (erheblicher Mangel)  
Auf Grund der Innenkorrosion wurde der Prüfumfang (ZFP) erweitert.

Die geringfügigen Mängel sind bis spätestens Ende August 2013 zu beheben.  
Die erheblichen Mängel sind bis spätestens Ende April 2013 zu beheben.  
Das Ergebnis der Ersatzprüfung (ZFP) siehe Durchstrahlungsbericht.  
Die Rohrleitung befindet sich nach dem Ergebnis der Äußeren Prüfung für die vorgesehene Betriebsweise  
In ordnungsgemäßen Zustand  
Gegen den Weiterbetrieb bestehen keine sicherheitstechnischen Bedenken.

### Abbildung 13 Prüfergebnis aus der Prüfung 2012

#### 13.2.4. Fazit

Zusammenfassend muß vom Untersuchungsteam festgestellt werden, daß der Umfang räumlich wie zeitlich der in Godorf geübten Prüfpraxis deutlich zu gering ist.

## 14. Neues Prüfmanagement

Auf Grund der Ereignisse und nicht zuletzt der behördlichen Schreiben vom 04.12.12 und 30.11.12 (mit anhängendem Entwurf einer Ordnungsverfügung) (siehe Anhang 5) wurden von Seiten Shell Mitglieder des Untersuchungsteam nach Godorf gebeten, an der Erarbeitung eines schlüssigen Konzepts zum sicheren Betrieb der Rohrleitungsanlagen der Slopssysteme unterstützend mitzuwirken.

In Woche 50 waren Herrn Stockmann, Gruppenleiter Petrochemie des TÜV SÜD bei der MIRO in Karlsruhe als betreuender Sachverständiger und Herr Kerber als Sachverständiger nach §29a BImSchG an drei Tagen im Wesentliche bei der Erstellung des Konzepts unterstützend tätig. Die Ergebnisse der dreitägigen Arbeit finden sich in der

- Anlage 4  
„Prüfmanagement zum sicheren Betrieb der Rohrleitungsanlagen des Slopssystems“
- Anlage 6  
„Neuer Standard zum sicheren Betrieb der Rohrleitungsanlagen der Slopssysteme“,
- Anlage 8

Bericht IS-DDT-MAN 105/12 des TÜV SÜD, „Aussagen zur Betriebssicherheit einzelner Rohrleitungen auf Basis des neu erstellten Prüfmanagements zum sicheren Betrieb der Rohrleitungsanlagen des Slopssystems“

wieder.





### 14.1. Priorisierungsliste

Schon zu Beginn der gemeinsamen Arbeit konnte Shell eine Priorisierungsliste aller Slopsleitungen vorlegen, in der bereits Differenzierungs-, Priorisierungs- und Bewertungskriterien für die Rohrleitungsanlagen des Slopsystems, basierend auf dem internen RBI – System (Risk Based Inspection) ausgearbeitet waren (siehe Anlage 8 und Anlage 9).

SDF	Örtlichkeit	Alte	DN	Bauart	Produkt-eigenschaften	Externe Korrosion	Inspektionsumfang	Klassifizierung	Priorisierung zur Prüfung
5	1	4	2	5	4	4	5	30	12
4	1	4	2	5	5	3	5	29	1

Abbildung 14 Ausschnitt aus der Priorisierungsliste

### 14.2. Punktesystem zur Gesamtbewertung einer Leitung

Über ein Punktesystem, mit dem einzelne Aspekte hinsichtlich Auswirkungen auf die betreffende Rohrleitung bewertet werden können, erfolgt durch Summenbildung eine Gesamtbewertung des Risikos, das von der jeweiligen Leitung ausgeht.

• die Anzahl der Straßendurchführungen (SDF)

straßendurchführung	
1	= kein straßendurchführung
2	= brücke
3	= tank wand / wand
4	= 1 straßendurchführung
5	> 3 straßendurchführung

Abbildung 15 Punktesystem zur Bewertung der Anzahl der Straßendurchführungen

• die Örtlichkeit

Örtlichkeit							
1	im Tankauffangraum						
2	Nahe Strasse						
3	Nahe Raffineriezaun						
4	Über-/unterhalb öffentlicher Strassen over/under public road (z.B. Brücke B9) oder Zuggleisen						
5	Hafen						

Abbildung 16 Punktesystem zur Bewertung der Örtlichkeit



IndustrieService

• **das Alter**

Alte		
	Jahren -	
	0 für < 2 j	
	1 für <12 j	
	2 für < 22j	
	3 für <32j	
	4 für >32j	
	5 für kein info	

Abbildung 17 Punktesystem zur Bewertung des Alters der Leitung

• **Nennweite**

DN	
	1 <25
	2 40-80
	3 100-200
	4 250-350
	5 400-450
	6 >500

Abbildung 18 Punktesystem zur Bewertung der verbauten Nennweite

• **Bauart**

Bauart (Auflager)					
	1= kein				
	2= RS, GFM, H				
	3= RST				
	4= UR				
	5= A, GFO				
	A = auflager, leitung ohne rohrschlitten oder führung				
	RS= rohrschlitten				
	H = rohrschele, wie bei hänger oder für andere art der unterstützung				
	GFO= gleitführung ohne rohrschlitten				
	GFM= gleitführung mit rohrschlitten				
	FP= festpunkt				
	GA=gleitanker				
	UR= unterstützende rohren angeschweisst				
	RST= rohrstütze angeschweisst				

Abbildung 19 Punktesystem zur Bewertung der Bauart



• **Produkteigenschaften**

Produkteigenschaften	
1	nicht korrosiv
2	Allgemeine Korrosion ohne Schaden (general corrosion)
2	Allgemeine Korrosion mit Schaden (general corrosion)
4	stark lokale Korrosion ohne Schaden
5	stark lokal oder allgemeine Korrosion mit Schaden
6	Leckage mit Innenkorrosionshistorie

Abbildung 20 Punktesystem zur Bewertung der Produkteigenschaften / Innenkorrosion

• **externe Korrosion**

Externe Korrosion	
1	nicht isoliert und ohne Anstrichschaden
2	nicht isoliert oder isoliert mit keinem Schaden oder kleinem Anstrichschaden
3	kleiner Isolierungssystemschaden oder nicht isoliert mit Anstrichfehler
4	starker Isolierungssystemschaden oder insp. Historie von aussen korrosion

Abbildung 21 Punktesystem zur Bewertung der externen Korrosion

• **Umfang der bisherigen Inspektionsumfang**

Inspektionsumfang	
insp = Anzahl an ZFP Punkten / Meter Rohrleitung	
1	insp > or = 0,1
2	insp < 0,075
3	insp < 0,05
4	insp < 0,025
5	insp < 0,015
6	insp < 0,01

Abbildung 22 Punktesystem zur Bewertung des bisherigen Inspektionsumfangs

Mit steigender Punktzahl steigt das Risiko, das von der Leitung ausgeht; eine zeitliche Priorisierung von zu ergreifenden Maßnahmen zur Beseitigung festgestellter Mängel kann damit in Verbindung mit dem Prüfmanagement (Anlage 4) festgelegt werden.

**14.3. Einstufung**

Einstufung	
>= 29	priority 1
24-28	priority 2
19-23	priority 3
< 19	priority 4

Abbildung 23 Einstufung in Prioritätsklassen





## 15. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit

### 15.1. Wiederherstellung der Anlagensicherheit

Es hatte sich wiederholt gezeigt, mittlerweile in mehreren Fällen, insbesondere bei Slops Leitungen, daß drohende Leckagen nicht hinreichend sicher und auch nicht frühzeitig genug erkannt wurden. Vor diesem Hintergrund und als Konsequenz wurde mittlerweile erkannt, daß es dringend erforderlich ist, die gelebte Prüfpraxis zumindest im Werk Godorf deutlich zu ändern, will man nicht weitere Leckagen zu befürchten haben. Die betriebliche Erfahrung an anderen Raffineriestandorten hat gezeigt, daß eine deutlich höhere räumliche und zeitliche Prüfichte für kritische Leitungen angemessen gewesen wäre. Ältere und u.a. medienbedingt kritische Rohrleitungen hätten mit mehr Aufwand geprüft werden müssen; dies galt insbesondere auch für Leitungen, die sich offensichtlich dem Ende ihres Lebenszyklus nähern hatten. Folgend sollte, beispielhaft am Blatt 50 der Prüfisometrie der Leitung 6406, dargestellt werden, an welchen Stellen Meßpunkte erforderlich gewesen wären (siehe hierzu auch die schriftlichen Ausführungen unter Punkt 13.1).

SLOPS MOGASKOMPONENTEN, Lsg. 6406, Blatt 50, Zeichnung-Nr. 64-2370-52-500

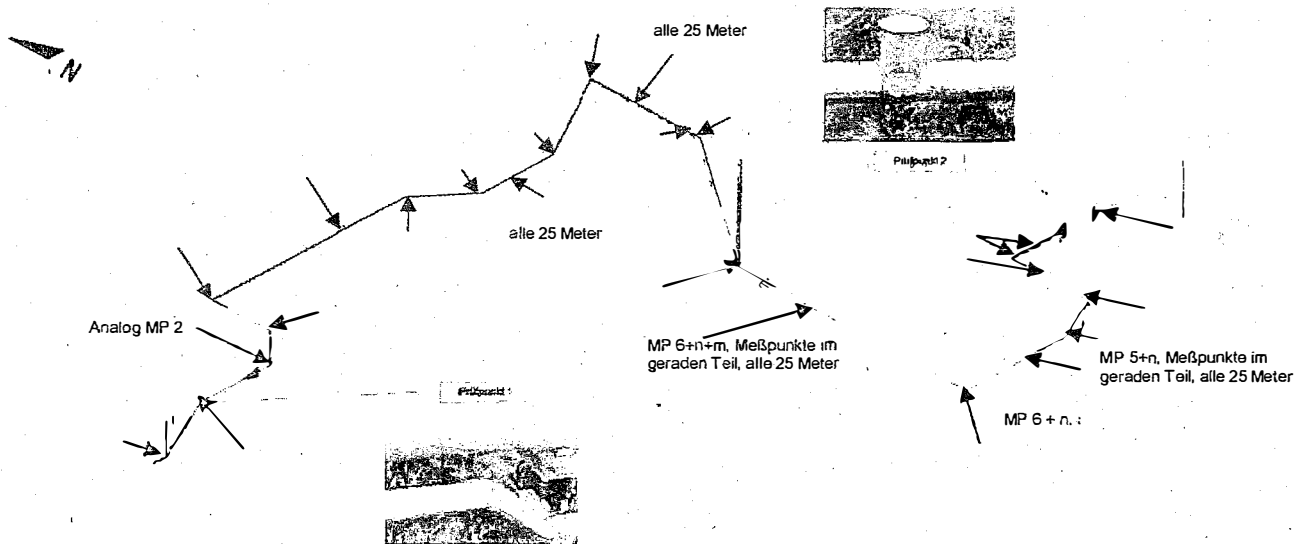


Abbildung 26 Musterbeispiel für eine angemessene Festlegung von Meßpunkten



## 15.2. Verbesserung der Anlagensicherheit

Wie bereits dargelegt, hat insbesondere mit dem neuen Prüfmanagement ein deutlich erkennbarer Paradigmenwechsel in Sachen Prüfmentalität stattgefunden, der in Praxis bereits umgesetzt wird. Dies ist insbesondere erkennbar an den neuen Meßisometrien, der Priorisierungsliste, deren Bewertungsmechanismen und den resultierenden Maßnahmen. Auch war in Woche 50 deutlich erlebbar, daß die Festschreibungen in den neuen Isometrien und der Priorisierungsliste unmittelbar im out-side-plot umgesetzt werden.

Wichtig in diesem Zusammenhang wird es sein, daß Erkenntnisse, Einsichten und resultierende Maßnahmen nicht nur jetzt in der aktuellen und akuten Situation gelebt werden, sondern daß dieser Prozeß auch weiterhin umgesetzt wird.

Von großer Bedeutung wird es auch sein, daß bei Neubaurohrleitungen Nullmessungen der tatsächlich verbauten Wandstärken an 100% der Meßstellen durchgeführt werden. Nur so wird es möglich werden, daß im Zuge wiederkehrender Prüfungen Lebenszyklushistorien je Rohrleitung und Prognosen in die Zukunft der Leitung belastbar erstellt werden können.

Mit der Identifikation der Slopsleitungen, Priorisierung, resultierender Prüfdichte an Hand definierter und hinreichend dicht angeordneter Meßstellen können drohende Leckagen erkannt und jeweils geeignete Gegenmaßnahmen bis hin zum Ersatz der Leitung ergriffen werden und somit die Anlagensicherheit deutlich verbessert werden.

Die genannten Prozesse müssen insbesondere in das Sicherheitsmanagementsystem eingepflegt, seine Wirksamkeit muß geprüft werden.



## 16. Zusammenfassung

Durch die jüngsten Ereignisse hat sich gezeigt, daß insbesondere Slops – Leitungen, werden sie nicht hinreichend dicht räumlich und zeitlich geprüft, ein hohes Risiko darstellen können. Das Risiko einer Leckage erhöht sich zusätzlich, wenn das Medium korrosionsauslösende Komponenten enthält und die Leitung beheizt wird, dies führt zu weiteren erhöhten Korrosionsraten.

Bei Shell wurde erkannt, daß nicht nur Anlagen im in-side-plot intensiv geprüft und überwacht werden müssen, auch den Anlagen im out-side-plot kommen als integrale Funktionseinheiten in der Gesamtanlage zentrale Bedeutung zu. Leckagen sind im Sinne des Vorsorgegedankens durch angemessene Prüfungen, Kontrollen und Überwachungen zu verhindern.

Wesentlich ist, daß bereits ein deutlicher Umdenkungsprozeß stattgefunden hat; ihn gilt es in die Zukunft hinein fortzuschreiben, weiter zu entwickeln und zu verfeinern.

Mit freundlichen Grüßen





Industrie Service

TÜV SÜD Industrie Service GmbH · Zentralbereich Mannheim · Deutschland

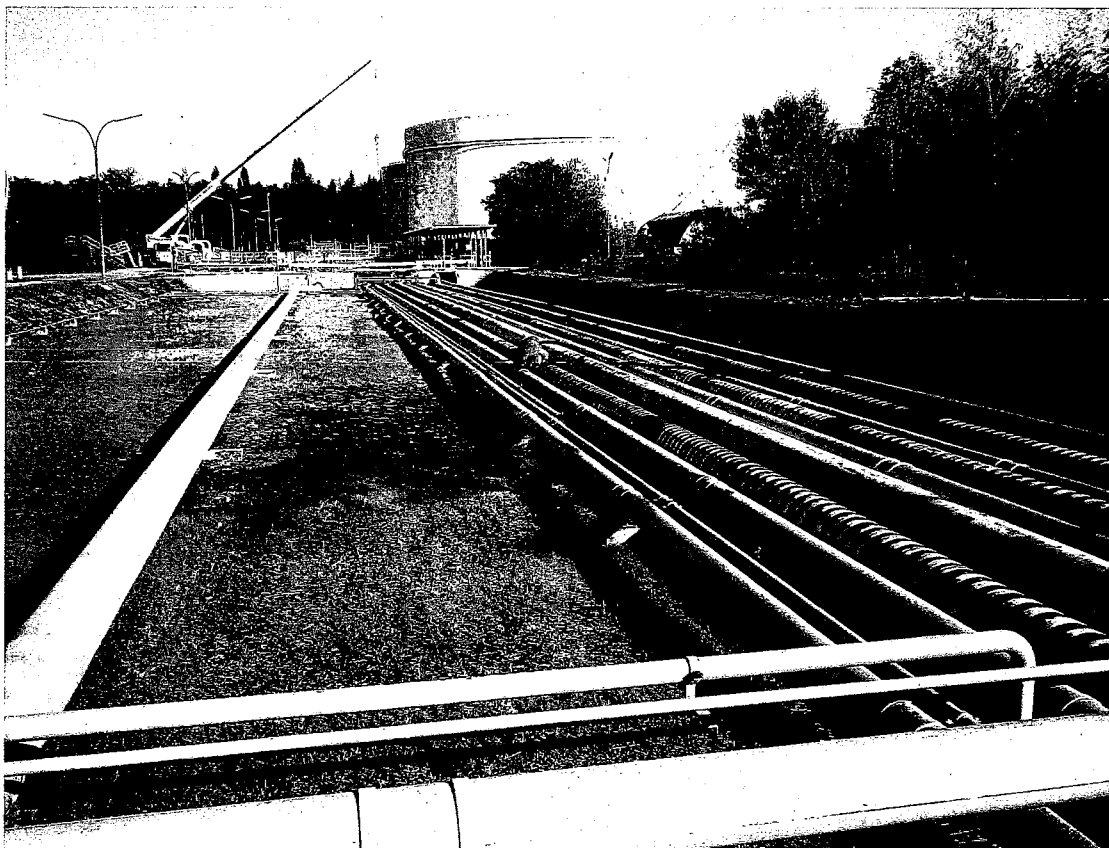
**Mehr Sicherheit.  
Mehr Wert.**

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling  
Luwigshafenerstraße 1  
50389 Wesseling

## **Bericht IS-DDT-MAN 104/12**

Schadensuntersuchung HEL Leitung 2532 Shell Raffinerie Godorf

### **Schlußbericht**



**Abbildung 1 Rohrgraben HEL Leitung 2532, optisch erkennbare Leckagefolgen**

Sitz: München  
Amtsgericht München HRB 96 869  
UST-IdNr. DE129484218  
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV  
unter [www.tuev-sued.de/impresum](http://www.tuev-sued.de/impresum)

Aufsichtsrat:  
Karsten Xander (Vorsitzender)  
Geschäftsführer:  
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),  
Dr. Ulrich Klotz, Thomas Kainz

Telefon: 0621-395-236  
Telefax: 0621-395-632  
[www.tuev-sued.de/is](http://www.tuev-sued.de/is)

**TUV**<sup>®</sup>

TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Tankanlagen  
Zentralbereich Mannheim  
Deutschland



## Inhaltsverzeichnis

1. Auftraggeber .....	5
2. Schadensort.....	5
3. Zuständige Behörde.....	5
4. Aufgabenstellung .....	5
5. Untersuchungsteam .....	6
6. Eingereichte Unterlagen .....	6
7. Nachgereichte Unterlagen .....	6
8. Wesentliche Rechtsgrundlagen .....	7
9. Kurzbeschreibung der Anlage.....	7
10. Abschätzung und Ermittlung der freigesetzten Menge .....	9
10.1. Saugewagen .....	9
10.2. Bodenuntersuchung.....	9
10.3. Ergebnisse .....	11
11. Hergang der Betriebsstörung.....	12
12. Ursachenermittlung.....	13
13. Prüfung des normkonformen Betriebs .....	20
14. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile .....	21
14.1. Prüfbescheinigung und Inspektionsbericht aus 2006 .....	22
14.2. Vorläufiger Prüfbericht des TÜV Rheinland aus 2011 .....	23
14.3. Prüfbescheinigungen des TÜV Rheinland aus 2012 .....	25
15. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit .....	26
16. Zusammenfassung .....	28

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Ermittlung der freigesetzten Menge .....	11
Tabelle 2	Abschätzung der Austrittsdauer .....	18



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Rohrgraben HEL Leitung 2532, optisch erkennbare Leckagefolgen .....	1
Abbildung 2	Rohrleitung 2532 Bereich der Stofffreisetzung .....	7
Abbildung 3	Bereich der vermuteten Leckage, Leckstelle zunächst nicht erkennbar .....	8
Abbildung 4	Absaugen der Oberflächenverunreinigung .....	9
Abbildung 5	Bodenausauhob unter erschwerten Bedingungen .....	10
Abbildung 6	Oberflächenverunreinigung .....	12
Abbildung 7	Festlegung des herauszuschneidenden Rohleitungsabschnitts .....	13
Abbildung 8	Beschädigte Bitumenisolierung im Bereich des Loslagers (Sleeper) .....	14
Abbildung 9	Eindeutiger Befund: Außenkorrosion .....	14
Abbildung 10	Durchtrittsstellen erst erkennbar bei starkem Gegenlicht .....	15
Abbildung 11	Identifizierte Durchtrittsstellen .....	15
Abbildung 12	Ergebnisse der Vermessung der beiden stecknadelkopfgroßen Durchtrittsstellen .....	16
Abbildung 13	Lage des Schliffs .....	16
Abbildung 14	großflächige Außenkorrosion .....	17
Abbildung 15	„größte“ der beiden Durchtrittsstellen und deren Ausmaß .....	17
Abbildung 16	räumliche Ausdehnung in der Fläche .....	19
Abbildung 17	räumliche Ausdehnung in der Tiefe .....	19
Abbildung 18	Ausschnitt aus der Prüfbescheinigung der Firma Compra .....	22
Abbildung 19	„vorläufiger“ Prüfbericht .....	24



## Verzeichnis der Anhänge

Anhang 1	Bericht über die Untersuchung der Rohrleitung 2532 – Heizöl Leicht Leitung ...	29
Anhang 2	Informationsmappe Rohrleitung 2532 D014-PIP-OUT 2532 Nr. 4-2370-52-1051 vom 01.02.2006 .....	30
Anhang 3	Bescheinigung über die Prüfung einer Rohrleitung vom Dezember 2006 (durch einen „Sachverständigen“ der Firma compra GmbH Frechen).....	31
Anhang 4	Zulassungen der Firma compra GmbH Frechen .....	32
Anhang 5	Vorläufiger Prüfbericht für die Äußere Prüfung und Ersatzprüfung des TÜV Rheinland vom 17.06.11 .....	33
Anhang 6	Bescheinigung über die Prüfung einer Rohrleitungsanlage nach VAWS, Prüfdatum 19.10.12 ausgestellt am 24.10.12, siehe Anhang 7 und 8 .....	34
Anhang 7	Bescheinigung über die Prüfung einer Rohrleitungsanlage nach VAWS, Prüfdatum 24.10.12 ebenfalls vom 24.10.12, siehe Anhang 6 und 8 .....	35
Anhang 8	„Bescheinigung über die Prüfung einer Rohrleitungsanlage nach VAWS / BetrSichV“, Prüfdatum 19.10.12 ausgestellt am 19.10.12, siehe Anhang 6 und 7 .....	36
Anhang 9	Sicherheitsdatenblatt Dieselkraftstoff .....	37
Anhang 10	Nachgereichte Unterlagen: Prüfbericht PIP-OUT-PRÜFKREIS-017-14642445 Prüfkreis HEL Komponenten; OUT PK-017 ABNA AU/DP mit ZÜS.....	38

## Quellenverzeichnis

Quelle 1	Bericht „Leckage Leichtes Heizöl - Leitung 2532 Rohrgraben Straße 11/22“ .....	39
Quelle 2	Bodenuntersuchungen im weiteren Umfeld der Leckage Referenzprobennahme vom 26.11.12 aus dem Rohrgraben Straße 11/22 .....	40
Quelle 3	Benennungen der zugelassenen Überwachungsstellen Liste der Prüfstellen.....	41
Quelle 4	Benennungen der zugelassenen Überwachungsstellen Liste der Prüfstellen von Unternehmen bzw. Unternehmensgruppen.....	42



## **1. Auftraggeber**

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling  
Ludwigshafenerstraße 1  
50389 Wesseling

## **2. Schadensort**

Shell Rheinland Raffinerie Werk Godorf  
Godorfer Hauptstraße 150  
50997 Köln  
Betriebsbereich MMDA Rohrgraben Straße 11/22

## **3. Zuständige Behörde**

Bezirksregierung Köln  
Zeughausstraße 2-10  
50667 Köln  
Herr Wolfgang Wick

## **4. Aufgabenstellung**

Die Aufgabenstellung wurde von der Bezirksregierung Köln mit Anschreiben vom 12.10.2012 Anordnung einer sicherheitstechnischen Prüfung Aktenzeichen 53.3.6-Wiw-SDON unter Punkt A.1.2 präzise formuliert. Danach ist Folgendes vom Sachverständigen durchzuführen:

- a. Ermittlung der freigesetzten Menge
- b. Hergang der Betriebsstörung
- c. Ursachenermittlung
- d. Prüfung des normenkonformen Betriebs
- e. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile
- f. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit



## 5. Untersuchungsteam

## 6. Eingereichte Unterlagen

Von der Shell Deutschland Oil GmbH wurden umfangreiche Unterlagen eingereicht und zur Verfügung gestellt; sie finden sich im Wesentlichen in den Anhängen.

Folgend ein Listing der bedeutsamen Unterlagen und Quellen

- Bericht über die Bodenuntersuchungen Leckage Leichtes Heizöl - Leitung 2532 Rohrgraben 11/22
- Bodenuntersuchung im weiteren Umfeld der Leckage zum Nachweis des Sanierungserfolgs
- Beschreibung des Ereignishergangs, Mail vom 22.11.2012
- Prüfbescheinigungen des TÜV Rheinland vom 17.06.2011
- Prüfbescheinigungen des TÜV Rheinland vom 19.10.2012 und vom 24.10.2012
- Informationsmappe (Daten und Berichte) Rohrleitung 2532 D014-PIP-OUT 2532
- Sicherheitsdatenblatt Heizöl leicht
- Diverse Isometrien
- Diverse Flow Scheme HEL – Blending
- Blend Report Tank T 324

Der weitere Informationsaustausch und die weitere Informationsbeschaffung verliefen im Wesentlichen über Emails und Telefonate. Vor-Ort-Begehungen und Prüfungen wurden durch Sachverständige des Untersuchungsteams durchgeführt.

Von besonderer Bedeutung sind die Untersuchungen am havarierten Rohrstück. Die Ergebnisse liegen mittlerweile vor. Der entsprechende Bericht findet sich in Anhang 1.

## 7. Nachgereichte Unterlagen

Am Rande einer Besprechung am 10.01.13 vor Ort zum Thema Prüfmanagement wurden auf Anfrage weitere Unterlagen vorgelegt, die dann auch übersandt wurden.

Es handelt sich im Wesentlichen um einen vom TÜV Rheinland unterschriebenen Prüfbericht zum Prüfkreis 017

- Prüfbericht PIP-OUT-PRÜFKREIS-017-14642445 Prüfkreis HEL Komponenten; OUT PK-=017/ ABNA AU/DP mit ZÜS

## 8. Wesentliche Rechtsgrundlagen

Hier sind das BImSchG und insbesondere die Störfallverordnung mit ihren Anhängen und das WHG und im Besonderen die einschlägigen TRwS'en z.B. die TRwS 779, 780, zu nennen.

## 9. Kurzbeschreibung der Anlage

Die oberirdische HEL Mischleitung 2532 , PN 25, DN 500 (508x8) aus St 43.7 verbindet auf einer Länge von 425 m im Wesentlichen die Komponententanke T - 224 bis T - 226 mit den Tanken T - 326 und T - 324 aus denen die HEL - Verladung erfolgt. Sie wird laut Betreiberangaben chargenweise mit einem Druck zwischen 3 und 5 bar und einem Förderstrom von 800 m<sup>3</sup>/h betrieben, stammt aus dem Jahr 1959 und ist mit Bitumen isoliert.

Für das Produkt HEL liegt ein Sicherheitsdatenblatt vor. Die Leitung verläuft gemeinsam mit neun weiteren Rohrleitungen mit Nennweiten zwischen DN 250 und DN 500 in einem gemeinsamen unbefestigten Rohrgraben. Weitere Details ergeben sich im Wesentlichen aus den vorliegenden Unterlagen wie den R+I's, Inspektions- und Prüfbescheinigungen; hinsichtlich des Mediums aus dem Sicherheitsdatenblatt.



Abbildung 2 Rohrleitung 2532 Bereich der Stofffreisetzung



Ausgetretenes Medium war im Bereich des Sleepers deutlich erkennbar (siehe hierzu auch Abbildung 1). Abbildung 3 zeigt den Bereich der vermuteten Leckage, die zu diesem Zeitpunkt und ohne technische Hilfsmittel nicht erkennbar war; eine Leckstelle konnte nicht identifiziert werden.

### **Abbildung 3 Bereich der vermuteten Leckage, Leckstelle zunächst nicht erkennbar**

Insgesamt ist deutlich erkennbar, daß im Bereich des Loslagers die Bitumenisolierung massiv geschädigt ist. Rechts und links neben dem deutlich erkennbaren „Mittelsteg“, mit dem die Rohrleitung auf dem Sleeper auflag, ist großflächiger Korrosionsangriff mit noch anhaftenden Korrosionsprodukten erkennbar. Leckstellen sind nicht erkennbar.





## **10. Abschätzung und Ermittlung der freigesetzten Menge**

### **10.1. Saugwagen**

#### **Abbildung 4 Absaugen der Oberflächenverunreinigung**

Nach Erkennen der Verunreinigung wurde zunächst als Erstmaßnahme das oberflächlich anstehende Medium mittels Saugwagen abgesaugt. Insgesamt wurden 500 kg oberflächlich abgesaugt von denen, wie sich später zeigte, 10% als Kohlenwasserstoffe abgeschätzt werden können.

### **10.2. Bodenuntersuchung**

Mit dem Bodenaushub des kontaminierten Bereichs konnte unmittelbar begonnen werden; die Ergebnisse der Bodenuntersuchungen liegen als separater Bericht „Leckage Leichtes Heizöl - Leitung 2532 Rohrgraben Straße 11/22“ (Quelle 1 im Anhang) vor. Die Aushubarbeiten unterhalb der Leitungen gestalteten sich, auf Grund der weiterhin vorhandenen Rohrleitungen und der nach Erneuerung wieder in Betrieb genommenen Rohrleitung 2532, schwierig. Weiterhin stieß man beim erforderlichen Aushub teilweise auf schwer abzugrabende Bodenschichten, was in Summe zu einer gewissen zeitlichen Verzögerung führte.

## **Abbildung 5 Bodenausauhuh unter erschwerten Bedingungen**

In mehreren Stufen wurde über einer Fläche von 140 m<sup>2</sup> (anfänglich ging man zunächst von 113 m<sup>2</sup> aus) zunächst auf eine Tiefe von 0,1, dann auf 0,5 und abschließend auf eine Tiefe von 1,5 m ausgekoffert. Weiterer Aushub war auf Grund der ermittelten Daten aus den Beprobungen nicht mehr erforderlich.

Zusätzlich wurden, auf Wunsch der Bezirksregierung Bodenuntersuchungen im weiteren Umfeld (Referenzproben) zur Sicherung des Sanierungserfolgs durchgeführt, die nicht zu sanierungsrelevanten Ergebnissen führten. Die Ergebnisse liegen mit Schreiben des TÜV SÜD vom 26.11.2012 vor (siehe hierzu Quelle 2 im Anhang).

Insgesamt wurden, geht man von einer Dichte der mineralischen Bodensubstanz von 2,6 g/cm<sup>3</sup> aus, knapp 550 t ausgehoben.

Die einzelnen Schichten wurden separat analysiert; die Ergebnisse finden sich in der folgenden Tabelle.

Schicht	Stoff	Konzentration im Boden	Ausgetretene Menge	Masse Erd-aushub*
m		[mg/kg]	[kg]	[t]
0,0 - 0,1	MKW	54.250	1.974,7	36,4
0,1 - 0,5	MKW	5.629	819,5	145,6
0,5 – 1,5**	MKW	4.100	501,0	122,2
0,5 – 1,0	Summe	Boden	3.295,2	
	Summe	Saugewagen	500	
		davon Kohlenwasserstoffe	50	
		Freigesetzte Menge gesamt	3.795,2	
		Freigesetzte Menge an Kohlenwasserstoffen	3345,2	

\* insgesamt wurden knapp 550 t ausgehoben

\*\* auf einer Tiefe zwischen 0,5 m und 1,5 m war nur noch etwa ein Drittel der Fläche (unter den Rohrleitungen) kontaminiert, sodaß nur ein Drittel des Aushubvolumens (47 m<sup>3</sup>) zum Ansatz gebracht wurde.

**Tabelle 1 Ermittlung der freigesetzten Menge**

### 10.3. Ergebnisse

Zusammenfassend kann abgeschätzt werden, daß insgesamt rund 3800 kg Medium über mindestens rund 16 Tage, wie folgend zu zeigen sein wird, freigesetzt wurden, von denen rund 3350 kg aus Kohlenwasserstoffen bestanden.

## 11. Hergang der Betriebsstörung

Gemäß Betreiberangaben (Mail vom 07.11.2012) wurde eine Oberflächenverunreinigung des unbefestigten Rohrgrabens am 10.10.2012 um 7:00 Uhr auf einer Fläche von zunächst ca. 10 m x 10 m festgestellt. Im gemeinsamen Rohrgraben verlaufen insgesamt zehn Rohrleitungen, sodaß weder die verursachende Leitung noch die Leckstelle im Zuge erster Untersuchungen lokalisiert werden konnten.

Ab 9:00 Uhr wird die Oberfläche des Areals mittels Saugewagen trockengelegt. Weitere Prüfungen lassen noch nicht auf die verursachende Leitung schließen.

Um 13:30 Uhr kann die Leitung 2532 Heizöl Leicht als Verursacherin identifiziert werden; sie wurde seit mehreren Stunden nicht aktiv genutzt; sie war an den Zieltanks T - 324/326 angeschlossen und mit Produkt gefüllt; Transport von Produkt fand zu diesem Zeitpunkt nicht statt. Die Bitumenisolierung ließ sich leicht ablösen; die Leitung war im Bereich des Loslagers mit Produkt benetzt, eine Leckstelle konnte nicht identifiziert werden. Ab 16:00 Uhr wird die Entleerung der Rohrleitung vorbereitet. Zu diesem Zeitpunkt geht man noch davon aus, daß die Austrittsmenge aus der Differenz Rohrleitungsvolumen zu abgesaugter Menge ermittelt werden kann.



Abbildung 6 Oberflächenverunreinigung



## 12. Ursachenermittlung

Der Schadensort wurde von einem Sachverständigen des TÜV SÜD aus dem Bearbeitungsteam am 10.10.2012 begangen, um sich einen Überblick über die örtlichen Verhältnisse zu machen, Fotos wurden gemacht und den restlichen Mitgliedern des Untersuchungsteams zur Verfügung gestellt. Die genaue Lage des Austrittsorts konnte zu diesem Zeitpunkt nicht bestimmt werden.

Zur Ursachenermittlung wurde am 11.10.2012 im Einvernehmen mit dem Sachverständigen des TÜV SÜD der Bereich, in dem das Leck vermutet wurde, definiert; in Folge wurde das etwa sechs Meter lange schadensverdächtige Stück der Rohrleitung herausgetrennt und an den TÜV SÜD gesandt. Dort wurden intensive metallurgische Untersuchungen zu Ursachenermittlung angestellt, die sich im Detail im separaten Bericht in Anhang 1 finden.

### **Abbildung 7 Festlegung des herauszuschneidenden Rohrleitungsabschnitts**

Wesentliches soll hier folgend herausgegriffen und dargestellt werden.

Schon der Zustand der Bitumenisolierung, einer überholten Korrosionsschutzmethode, ließ auf den sich dann zeigenden Zustand der Leitungsoberfläche schließen.



**Abbildung 8 Beschädigte Bitumenisolierung im Bereich des Loslagers (Sleeper)**

Erste Ergebnisse zeigten, daß für den Schadenseintritt eindeutig Außenkorrosion ursächlich gewesen sein muß, wenn auch mit einfachen photographischen Mitteln Leckstellen nicht identifiziert werden konnten.

**Abbildung 9 Eindeutiger Befund: Außenkorrosion**

Es konnte eine relativ ausgedehnte großflächige Korrosionsmulde mit den Abmessungen von ca. 200 mm x 120 mm festgestellt werden; mittig ist deutlich eine Art „Steg“ erkennbar, an dem der korrosive Abtrag deutlich geringer war. Hier kann vermutet werden, daß genau dort die Rohrleitung auf dem Sleeper auflag, der Korrosionsangriff geringer war als unmittelbar rechts und links des „Stegs“. Ursächlich scheint zum aktuellen Stand der Untersuchung Erdkontakt und daraus resultierende stauende Nässe.



Erst nachdem starke Lichtquellen von der Rohrinnenseite her eingesetzt wurden, konnten die beiden Leckstellen lokalisiert und Bereiche die für die Leckgrößenvermessung und zu fertigende Schliffe festgelegt werden.

**Abbildung 10 Durchtrittsstellen erst erkennbar bei starkem Gegenlicht**

Die folgende Vermessung der beiden identifizierten Durchtrittsstellen ergab zwei stecknadelkopfgroße Leckstellen.

**Abbildung 11 Identifizierte Durchtrittsstellen**



### **Abbildung 12 Ergebnisse der Vermessung der beiden stecknadelkopfgroßen Durchtrittsstellen**

Durch die folgenden Untersuchungen konnte eindeutig festgestellt werden, daß ausschließlich Außenkorrosion für die Stofffreisetzung ursächlich war, da zumindest im vorliegenden Rohrstück die Rohrinneoberfläche sich völlig unbeschädigt darbot und eine Wandstärke von 8,2 mm gemessen werden konnte. Hier erscheint ein Analogieschluß auf den Zustand der Rohrinneoberfläche zulässig.

Ein Schliff von der größeren der beiden Durchtrittsstellen wurde gefertigt, der die bereits ermittelten Ergebnisse bestätigte.

### **Abbildung 13 Lage des Schliffs**





Folgend ist die Großflächigkeit der Korrosionsmulde, die darüber hinaus keine scharfkantigen Randbereiche aufweist, deutlich erkennbar; der Befund flächige Außenkorrosion wird damit eindeutig.

**Abbildung 14 großflächige Außenkorrosion**

Beachtet man in der Folgeabbildung insbesondere die mit dargestellte Größenskala, wird die geringe Größe der (größten) der beiden Durchtrittsstellen deutlich.

**Abbildung 15 „größte“ der beiden Durchtrittsstellen und deren Ausmaß**



Nachdem die freigesetzte Menge über die Bodenuntersuchung abgeschätzt und die Leckgrößen präzise vermessen werden konnten, war es möglich, die zeitliche Dauer der Stofffreisetzung zu ermitteln. In der folgenden Tabelle werden die Ergebnisse aus der Berechnung der Freisetzungsdauern mittels Anwendung der Bernoulli'schen Energiegleichung dargestellt.

Leckgröße	0,00001 dm <sup>2</sup>
Dichte	800 kg/m <sup>3</sup>
Menge KW	4800 l

	Druck	Dauer		
	[bar]	[min]	[std]	[tage]
min Druck	3,00	29211,87	486,86	20,29
	3,50	27044,94	450,75	18,78
	4,00	25298,22	421,64	17,57
	4,50	23851,39	397,52	16,56
max Druck	5,00	22627,42	377,12	15,71

**Tabelle 2 Abschätzung der Austrittsdauer**

Dabei sind hinsichtlich deren Interpretation folgende Randparameter unbedingt zu beachten und ins Kalkül zu ziehen:

- Die Leitung 2532 wird im Batchbetrieb gefahren; wird sie nicht betrieben, findet, sobald der vorhandene Druck abgebaut ist, abgesehen von einer möglichen Kapillarwirkung im Bereich der beiden Durchtrittsstellen. kein Produktaustritt statt. Die tatsächliche Freisetzungsdauer kann sich gegenüber der ermittelten damit deutlich erhöhen.
- Der tatsächlich aufgeprägte Förderdruck kann zwischen drei und fünf bar schwanken, schon aus dieser Tatsache ergibt sich eine rechnerische Streuung der Freisetzungsdauer von rund 16 bis 21 Tagen
- Auch die ausgesprochen kleinen Durchtrittsstellen stellen das Ende einer korrosiven Entwicklung dar; der Eintritt einer ersten minimalen Leckage kann damit zeitlich deutlich weiter in der Vergangenheit liegen. Auch dies kann zu einer deutlich erhöhten Gesamtfreisetzungsdauer führen.

**Fazit**

Die ermittelte Freisetzungsdauer von rund 16 Tagen kann nur einen absoluten Mindestwert darstellen; es muß unterstellt werden, daß die Gesamtfreisetzungsdauer diesen Wert deutlich übersteigen kann.

Für diese Sichtweise spricht auch die räumliche Ausdehnung der Bodenverunreinigung, sowohl in der Fläche als auch in der Tiefe.

**Abbildung 16 räumliche Ausdehnung in der Fläche**



**Abbildung 17 räumliche Ausdehnung in der Tiefe**

### 13. Prüfung des normkonformen Betriebs

Zu untersuchen ist die Einhaltung einschlägiger Gesetze, Verordnungen und Regelwerke. Einschlägig sind im Wesentlichen die Betriebssicherheitsverordnung (BSV), die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS, zukünftig AwSV) und deren nachgeordneten technischen Regelwerke wie die TRwS-en, die TRbF-en, die TRR-en, insofern, als sie die Grundlage insbesondere für die TRwS 780 darstellen (TRR 100), die ausschließlich für neue Rohrleitungen gilt und die der BSV zuzurechnen ist, sowie die einschlägigen TRBS'en, hier im Wesentlichen die TRBS 1201 in ihren Teilen 1,3,5 und ihrem Teil 2 im Besonderen.

Relevant sind im Kontext zunächst insbesondere die Anforderungen an die Werkstoffe, der Nachweis von Güteeigenschaften, sowie deren Beständigkeit gegen die zu erwartenden Medien und die auftretenden Temperaturen. Die Untersuchungen im Rahmen der metallurgischen Analysen (u.a. Analysewerte, Härtewerte, siehe ermittelte Werte dargestellt in der Anlage 1), zeigen, daß branchenübliche, geeignete Werkstoffe eingesetzt wurden.

Hinsichtlich weiterer Parameter wie z.B. der ordnungsgemäßen Verlegung der Rohrleitung, der Übereinstimmung mit den R&I Schemata und den Meißisometrien, könnte nur eine spezifische Begehung letzte Gewissheit schaffen.

Allerdings muß gemäß Inspektionsberichten vom Oktober bis Dezember 2006 (siehe Anlage 2 „Informationsmappe Rohrleitung 2532“) konstatiert werden, daß schon in 2006 teilweise nicht unerhebliche Mängel bei Korrosionsschutz und Verlegung der Leitung festgestellt wurden, die aber ganz offensichtlich zu keinerlei Konsequenzen bei der Leitung führten. Insbesondere die nicht unerheblichen Mängel bei der Verlegung der Leitung sind hier neben denen den Korrosionsschutz betreffend, folgend zu nennen:

#### Verlegung

- Rohrleitung mit ungeeignetem Material unterbaut (Blatt 25 des Berichts)
- Loslager sanieren (Blatt 33)
- Sleeper sanieren (Blatt 33)
- Loslager sanieren (Blatt 35)
  - als Empfehlung wird vermerkt, daß „unter allen Lagern dieser Rohrleitung fehlen die Kunststoffauflager“ trotzdem wird bei den Sleepern vermerkt, daß sie nicht zu beanstanden seien
  - Mantelrohr / Produktleitung touchieren

#### Korrosionsschutz

- Leichte, örtlich begrenzte Schäden (Blatt 24 des Berichts)
- Bitumenbeschichtung der Rohrleitung beschädigt (Blatt 24)
- Bitumenbeschichtung der Rohrleitung beschädigt (Blatt 25)
- Bitumenbeschichtung der Rohrleitung beschädigt (Blatt 35)
- Leichte, örtlich begrenzte Schäden (Blatt 37)
- Bitumenbeschichtung der Rohrleitung beschädigt (Blatt 37)



Auf Grund des aktuell vorgefundenen Zustands der Leitung, des Schadensbildes und des „vorläufigen Prüfberichts“ des TÜV Rheinland muß unterstellt werden, daß zumindest nicht alle zum Teil gravierenden und die Anlagensicherheit gefährdenden Mängel, die seit zumindest Ende 2006 aktenkundig waren, behoben wurden (siehe hierzu auch Anlage 3, „Vorläufiger Prüfbericht für die Äußere Prüfung und Ersatzprüfung“ des TÜV Rheinland vom 17.06.2011).

Vor diesem Hintergrund kann ein normenkonformer Betrieb der Leitung, endend 2012, nicht bestätigt werden.

#### **Anmerkung:**

Beim Ortstermin am 10.01.13 in Godorf konnten von der Inspektion der Firma Shell abschließende Prüfberichte vorgelegt werden; sie finden sich im Anhang 10 und datieren vom 30.09.2011.

Bei der Leitung 2532, die zum Prüfkreis 017 gehört, sind gemäß vom TÜV Rheinland unterschriebenem Bericht keine Mängel festgestellt worden, was in direktem Widerspruch zu den Inspektionsberichten aus 2006 und der im Oktober 2012 vorgefundenen Situation steht. Die Sachverständigenprüfung aus 2011 erstreckt sich ausschließlich auf Prüfungen nach Betriebsicherheitsverordnung; eine Prüfung nach VAwS NRW wurde nach Aktenlage nicht durchgeführt.

## **14. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile**

Es liegen Inspektions- und Prüfberichte aus folgenden Jahren vor:

- 2006 (Anlage 2, „Informationsmappe Rohrleitung 2532 D014-PIP-OUT 2532 Nr. 4-2370-52-1051 vom 01.02.2006“),
- 2006 (Anlage 3, „Bescheinigung über die Prüfung einer Rohrleitung nach BetrSichV“ vom Dezember 2006 der Firma compra GmbH Frechen)
- Zulassungen der Firma compra GmbH Frechen (Anlage 4, siehe auch Quelle 3 und Quelle 4)
- 2011 (Anlage 5, „Vorläufiger Prüfbericht für die Äußere Prüfung und Ersatzprüfung“ des TÜV Rheinland vom 17.06.11“)
- 2012 (Anlage 6, „Bescheinigung über die Prüfung einer Rohrleitungsanlage nach VAwS“, Prüfdatum 19.10.12 ausgestellt am 24.10.12)
- 2012 (Anlage 7, „Bescheinigung über die Prüfung einer Rohrleitungsanlage nach VAwS“, Prüfdatum 24.10.12 ausgestellt am 24.10.12)
- 2012 (Anlage 8, „Bescheinigung über die Prüfung einer Rohrleitungsanlage VAwS / BetrSichV“, Prüfdatum 19.10.12 ausgestellt am 19.10.12)



Industrie Service

## 14.1. Prüfbescheinigung und Inspektionsbericht aus 2006

Nach Aktenlage scheinen die Bescheinigung der Firma compra GmbH Frechen über die Prüfung einer Rohrleitung nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), die Inspektionsberichte und die Bescheinigungen zu den Durchstrahlungsprüfungen insgesamt von der Firma compra erstellt worden zu sein.

### 14.1.1. Bescheinigung der Firma compra (Anlage 3)

Festgehalten ist, daß Prüfungen nach BetrSichV nur von zugelassenen Überwachungsstellen durchgeführt werden dürfen; laut Internetrecherche bei der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA, Zugelassene Überwachungsstellen nach ProdSG und BetrSichV Bekanntmachung des BMAS vom 5. Dezember 2006 - IIIb3-35306-6 (BAnz. Nr. 8 S. 399), zuletzt aktualisiert durch Bekanntmachung der BAuA im Auftrag des BMAS vom 1. Juli 2012 - IIIb3-35306-6 [GMBI. Nr. 35 S. 638], siehe Quelle 3 und 4) verfügt die Firma compra nicht über diese Eigenschaft; sie ist offensichtlich nicht zugelassene Überwachungsstelle und somit nicht berechtigt Prüfbescheinigungen nach Betriebssicherheitsverordnung als Sachverständiger zu unterschreiben (siehe Anlage 3, Unterschrift unleserlich und ohne Klartext).

Es kann vermutet werden, daß die von der Firma Compra durchgeführte Prüfung gemäß schriftlicher Festlegungen zwischen Shell und TÜV Rheinland (§15 (11) BSV) im Zuge einer Stichprobe vom TÜV Rheinland geprüft wurde; allerdings sollte erwartet werden, daß Diese dann einer gewissen Mindestform genüge tun sollte (eigene Bescheinigung, amtlicher Stempel, usw.).

Da die Art der Bescheinigung verbesserungsbedürftig erscheint, sollte eine generell eine konzeptionelle Überarbeitung des Formularwesens auch im Hinblick auf die Darlegungen der Prüfgrundlagen, zu denen neben der Prüfung nach BSV zwingend auch die Prüfung nach VAWS gehört und zu bescheinigen ist, erfolgen. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, daß Prüfungen nach VAWS ausschließlich vom Sachverständigen nach § 11 VAWS NRW durchgeführt werden dürfen.

#### Prüffristen für die wiederkehrenden Prüfungen:

Vorschlag aufgrund des Prüfergebnisses:

Prüfungsart:

aktuelle Prüffälligkeit:

12.06

Prüffrist (Monate):

60

nächste Prüffälligkeit:

12.11

Ort, Prüfdatum

Godorf, 01.03.07

Die befähigte Person  
 Der Sachverständige

Anlagen: Inspektionsbericht  
Prüfprotokolle

  
Unterschrift

Abbildung 18 Ausschnitt aus der Prüfbescheinigung der Firma Compra



Hinsichtlich der einzuhaltenden Prüffristen fällt auf, daß die wiederkehrende Prüfung im Dezember 2006 hätte stattfinden müssen, aber erst im September 2007 erfolgte, somit mit neun Monaten Verspätung. Zwar kann vermutet werden, daß sich das Datum vom September 2007 auf die Stichprobe des Sachverständigen bezieht, nur bleibt unklar, wann die Prüfung der Firma Compra erfolgte; dies ist auf deren Bescheinigung nicht erkennbar. Hier gilt ebenso das oben Gesagte zu der erforderlichen konzeptionellen Überarbeitung des Bescheinigungswesens.

Weiterhin werden, mit Hinweis auf den Inspektionsbericht, nur geringfügige Mängel vermerkt und ein Weiterbetrieb bis Dezember 2011 für zulässig gehalten; eine Frist für die Beseitigung der nicht ganz unerheblichen Mängel, wie „ungeeignete Unterbauung der Leitung, das komplette Fehlen von Kunststoffplatten in den Loslagern, notwendige Sanierung der Loslager, Beschädigungen der Bitumenisolierung“ wird nicht gefordert (siehe Punkt 12 „Prüfung des normkonformen Betriebs“).

#### 14.1.2. Inspektionsberichte (Anlage 2)

Hier soll zunächst auf die Ausführungen unter Punkt 12 „Prüfung des normkonformen Betriebs“ verwiesen werden, in dem die bereits 2006 festgestellten Mängel aufgelistet sind. Als „Empfehlung“ wird dargelegt, daß „Unter allen Lagern der Rohrleitung die Kunststofflager fehlen“ und als „Bemerkung“, daß die Rohrleitung „sanierungsbedürftig“ sei (Blatt 35 des PIP OUT, siehe Anlage 2). Diese Erkenntnis ist dann offensichtlich allerdings weder in die „Prüfbescheinigung“ der Firma compra (Anlage 3) eingeflossen, noch wurden, wie der in 2012 vorgefundene Zustand der Leitung gezeigt hat, Sanierungsmaßnahmen hinsichtlich Lagerung, Korrosionsschutz und Vermeidung stauender Nässe in hinreichendem Maß ergriffen. Weder wurde der bituminöse Korrosionsschutz vernünftigerweise entfernt und durch einen geeigneten Anstrich ersetzt; noch wurden die nicht unerheblichen Mängel hinsichtlich der Lagerung der Rohrleitung behoben. Das allseits bekannte Problem der stauenden Nässe findet nicht mal Erwähnung.

Eine ebenfalls erforderliche Prüfung nach VAWS wurde nach Aktenlage nicht durchgeführt; in der Bescheinigung nach BSV sind keine weiteren Prüfgrundlagen genannt.

#### 14.2. Vorläufiger Prüfbericht des TÜV Rheinland aus 2011

Nach Aktenlage liegt lediglich ein „Vorläufiger Prüfbericht für die Äußere Prüfung und Ersatzprüfung“ gemäß § 15 Abs. 11 der BetrSichV (schriftliche Festlegungen) des TÜV Rheinland vor (siehe Anlage 5); eine Prüfung nach VAWS (Dichtheitsprüfung gemäß **TRwS 779**, da wiederkehrende Prüfung einer **bestehenden** Rohrleitung; die TRwS 780 Teil 1 gilt ausschließlich für neue Rohrleitungen) ist der Aktenlage nach nicht erfolgt. Weiterhin liegt neben dem „vorläufigen Prüfbericht“ kein in irgendeiner Weise abschließender oder Letztgültiger vor; Gültigkeit, Verbindlichkeit und Geltung des vorläufigen Bericht sind somit an sich fragwürdig.

#### Anmerkung:

Beim Ortstermin am 10.01.13 in Godorf konnten von der Inspektion der Firma Shell abschließende Prüfberichte vorgelegt werden (siehe hierzu die Ausführungen unter Punkt 13 und die Anlage 10).

Vorläufiger Prüfbericht für die Ausdehnungsprüfung und Ersatzprüfung.

(GDMS - Bericht wird nachgereicht)

Im Rahmen der wiederkehrenden Festhaltungsprüfung wurde folgende Rohrleitung

gem. § 15 BetrSichV Abs. 11 geprüft.

Leitung: 2012 - 0538 / FK 17 (Gase - HLL - Kesselventil)

Die Rohrleitung ist größtenteils bitumenbeschichtet; diese ist stellenweise beschädigt, an allen Schweißnähten fehlt die Beschichtung auf einer Breite von jeweils 800 mm. (geringfügiger Mangel).

Auf allen Lagern der Rohrleitung fehlen die Gleitplatten. (geringfügiger Mangel).

An einer Position wurde die Rohrleitung mit einem Kälteöl bzw. auf einer Fremdoberfläche ohne weitere Abdichtung abgelegt. (geringfügiger Mangel).

Die mit gekennzeichneten Änderungen müssen neu aufgearbeitet werden. (Dokumentation anpassen)

Prüfergebnis:

Die o.g. geringfügigen Mängel sind innerhalb von 12 Monaten (bis spätestens Ende August 2013) zu beheben.

Für die Festhaltungsprüfung wurde eine Ersatzprüfung durchgeführt.

Das Ergebnis der Ersatzprüfung (ZFP) war ohne Beanstandung.

Die Rohrleitung befindet sich nach dem Ergebnis der aktuellen Prüfung für die vorgesehene Betriebsweise in ordnungsmäßigem Zustand.

Gegen den Weiterbetrieb bestehen keine sicherheitstechnischen Bedenken.

Göhr, den 17.06.11

### Abbildung 19 „vorläufiger“ Prüfbericht

Weiterhin werden sämtliche, seit 2006 bekannten und nicht unerheblichen Mängel, wie:

- großräumig fehlender Korrosionsschutz
- Fehlende Gleitplatten

die dann im Oktober 2012 auch schadensursächlich waren, als geringfügige Mängel klassifiziert. Die Problematik der stauenden Nässe, die, wie noch zu zeigen sein wird, ebenfalls mit schadensursächlich war, wird nicht einmal thematisiert. Dies gilt ebenso für die eklatant ungeeignete Lagerung, die allerdings nicht unmittelbar schadensursächlich war.

Obwohl Mängel, die bereits in 2006 vorlagen und auch in 2011 nicht behoben und schadensursächlich waren, bestanden noch im Juni 2011 seitens des Sachverständigen und der Inspektion „gegen den Weiterbetrieb keine sicherheitstechnischen Bedenken“.

Der vorläufige Prüfbericht wurde zwar mit dem 17.06.11 datiert, zumindest die Frist für die fünfjährige wiederkehrende Prüfung im Sinne des § 15 BetrSichV wäre eingehalten gewesen, die für die Prüfung nach VAWS allerdings nicht. Nur befremdet zunächst sachlich die Fristsetzung für die Behebung der aus 2006 stammenden Mängel von zwölf Monaten. Unverständlich wird dann die Zeitangabe für den Ablauf der Frist mit dem August 2013. Beginnend mit dem Juni 2011 hätte die Frist, unter Berücksichtigung der sogenannten Karenzzeit, spätestens mit dem





August 2012 enden müssen. Möglicherweise liegt hier ein schlichter Schreibfehler vor. Der vorläufige Prüfbericht ist sowohl vom Sachverständigen des TÜV Rheinland als auch von der von Shell beauftragten befähigten Person unterzeichnet.

### **14.3. Prüfbescheinigungen des TÜV Rheinland aus 2012**

Nach Reparatur und Sanierung der HEL Leitung 2532 wurden vom Sachverständigen des TÜV Rheinland drei Bescheinigungen über die Prüfung einer Rohrleitungsanlage erstellt (Anlagen 6, 7 und 8).

#### **14.3.1. Bescheinigung vom 19.10.2012 mit Prüfdatum 19.10.2012 (Anlage 8)**

Nach der Leckage wurde der defekte Rohrleitungsabschnitt durch ein neues Rohrleitungsstück ersetzt, der schadhafte Korrosionsschutz aus Bitumen wurde auf der gesamten Rohrleitungslänge entfernt und durch einen Korrosionsschutzanstrich ersetzt (bis zum 31.12.2012). Prüfgrundlage für die durchgeführte Inbetriebnahmeprüfung sind die VAWS und die BetrSichV (nach § 14 BetrSichV). Weshalb hier als aktuelle Prüffälligkeit für die wiederkehrende Prüfung der 01.10.2012 angegeben wird, bleibt vor dem Hintergrund der Ausführungen unter 13.2 unverständlich. Ausgehend von den im Juni 2006 stattgefundenen Prüfungen und unter Berücksichtigung der in 2011 eingeräumten Frist, wäre das korrekte Datum für die aktuelle Prüffälligkeit der Juni 2012 gewesen.

Zwar wird die Behebung der bereits seit 2006 bekannten aber nicht abgestellte Mängel mit Fristsetzung bis zum 31.12.12 eingefordert, nur ist erneut von der Problematik der stauenden Nässe, beispielsweise durch Erdkontakt, nicht einmal die Rede.

#### **14.3.2. Bescheinigung vom 19.10.2012 mit Prüfdatum 24.10.2012 (Anlage 6)**

Prüfgrundlage für die Inbetriebnahmeprüfung (Nr. 4974571) ist hier die VAWS, ansonsten gilt hinsichtlich der Anwendung der TRWS'en das unter Punkt 13.3.1 ausführlich Dargestellte; handelt es sich um eine Bestandsrohrleitung, ist die TRWS 779, hier insbesondere der Abschnitt 7.2 bzw. 7.3 anzuwenden, da die TRWS 780 Teil 1 ausschließlich auf neue Rohrleitungen angewandt werden kann. Auch hier ist das wesentliche Thema stauende Nässe noch nicht Gegenstand der Prüfung.

#### **14.3.3. Bescheinigung vom 24.10.2012 mit Prüfdatum 24.10.2012 (Anlage 7)**

Die Bescheinigung stellt die Dokumentation einer Nachprüfung der Prüfung vom 19.10.12 dar. Hinsichtlich der weitergehenden Prüfgrundlage gilt das bereits oben Dargestellte. Zwar führt die Beauftragung des Korrosionsanstrichs nicht zur Behebung des Mangels, allerdings verlangt der Sachverständige „Fertigmeldung des Farbanstrichs“ bis zum 31.12.12. Anerkennend kann vermerkt werden, daß die Problematik der stauenden Nässe und der zwangsläufig resultierenden Korrosion erkannt und zumindest thematisiert wurde.

### **Fazit**

Es muß konstatiert werden, daß die Prüfanforderungen nicht immer eingehalten und Prüfgrundlagen insbesondere hinsichtlich den Erfordernisse der VAWS nicht immer richtig zu Grunde gelegt wurden.

Die Problematik insbesondere im Bereich der Lagerung (fehlende Gleitplatten, stauende Nässe), die im Laufe der Zeit zwangsläufig zu flächiger Außenkorrosion, im Besonderen bei bitumenisolierten Leitungen führen muß, wurde erkannt und letztendlich in den Prüfberichten dargestellt. Hier wird es wichtig sein, diese Vorgehensweise zukünftig generell, auf von Außenkorrosion gefährdete Leitungen, anzuwenden.

## **15. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit**

Anders als bei den Slops Leitungen, bei denen stets Innenkorrosion ursächlich für den Medien-durchtritt war, handelt es sich sowohl bei der Heartcut Leitung als auch bei der HEL Leitung als schadensauslösender Mechanismus ausschließlich um Außenkorrosion, deren Ursachen nahezu ausschließlich in der Art der Leitungsführung und insbesondere der Art der Lagerung zu finden sind. Vor diesem Hintergrund soll hier im Bericht für die HEL Leitung 2532 zusätzlich Grundlegendes für Leitungen, die außenkorrosionsgefährdet sind, dargelegt werden. Zu nennen sind zum Einen die Art der Lagerung an sich, die Führung, die bei beiden Leitungen unmittelbar zwischen Rohleitungswand und Lager erfolgte –hier sind modernere entkoppelte Systeme denkbar und zielführend- zum Anderen der direkte oder indirekte und in aller Regel dauerhafte Kontakt mit Feuchtigkeit z.B. konstruktiv bedingt oder durch Anwehungen oder allgemein durch Erdkontakt verursachte stauende Nässe möglicherweise in Kombination mit defektem Korrosionsschutz.

Somit ergeben sich aus den gewonnenen Erkenntnissen folgende Empfehlungen für alle Leitungen im Freien ganz allgemein und über die HEL Leitung hinaus, insbesondere für die, die in Rohrgräben verlegt sind:

1. Die Lagerstellen der Leitungen sind hinsichtlich der Möglichkeit des Auftretens von stauender Nässe oder deren Vorhandenseins zu untersuchen. Dies gilt sowohl für Los-als auch für Festlager und generell für alle Bereiche, in denen stauende Nässe bereits festgestellt wurde oder auf Grund der vorliegenden Erfahrungen befürchtet werden muß, bzw. nicht ausgeschlossen werden kann.
2. Kann z.B. durch Anwehungen im Lagerbereich oder generell durch Bodenkontakt der Leitung an beliebiger Stelle das Vorhandensein von stauender Nässe nicht sicher ausgeschlossen werden, ist die Lagerstelle bzw. der relevante Rohleitungsabschnitt freizulegen und zunächst visuell auf Außenkorrosion zu untersuchen und Fallweise eine Wandstärkenmessung durchzuführen. Je nach Ergebnis kann es notwendig werden weitere Untersuchungen durchzuführen.
3. Alle Loslagerstellen sind daraufhin zu untersuchen, ob geeignete Gleitplatten eingebaut sind. Ist dies nicht der Fall, sind Gleitplatten zeitnah nachzurüsten.
4. Leitungen, die ein bestimmtes erhöhtes Risiko haben, sind im Rahmen des risikobewerteten Vorgehens vorrangig, wie unter 1. und 2. beschrieben, konsequent zu begehen und zu untersuchen.
5. Lagerungen sollten möglichst, insbesondere bei Neubauten, konstruktiv so gestaltet werden, daß sowohl Reibungskräfte nicht unmittelbar auf die Rohrwandung wirken, als auch stauende Nässe dauerhaft nicht befürchtet werden muß.



6. Leitungen mit einem bituminösen Korrosionsschutz bedürfen der ganz besonderen Aufmerksamkeit, diese Art des Korrosionsschutzes sollte mittelfristig durch geeignete moderne Korrosionsschutzanstriche ersetzt werden.

Zur Einleitung der dargestellten Maßnahmen scheint es notwendig, daß auch hier zunächst ein spezifisches Rohrleitungskataster mit Priorisierungskriterien und bewerteten Risikofaktoren, fußend z.B. auf Medium, Alter, Betriebsparameter wie Druck und Temperatur und ermitteltem Zustand, insbesondere der Los- und Festlager, zu erstellen ist (analog der Priorisierungstabelle im Bereich der Slops Leitungen). Die Leitungen müssen sachkundig begangen und einer intensiven und spezifischen äußeren Prüfung unterzogen werden. Ein besonderes Augenmerk ist hier auch auf die Straßendurchführungen zu richten.

Insgesamt ist es aus unserer Sicht erforderlich, daß diese zeitnah durchzuführenden Prüfungen zunächst im Beisein erfahrener Sachverständiger nach § 11 VAWS NRW erfolgen sollten, um einen entsprechenden Erfahrungsschatz entwickeln zu können, damit kritische und gefährdende Stellen identifiziert und umgehend saniert werden können. Im Übrigen ist auf die Prüfpflichten nach § 12 VAWS NRW zu verweisen. Da nach Aktenlage Prüfungen nach VAWS, die seit 1994 erforderliche gewesen wären, nicht durchgeführt bzw. nicht als Prüfgrundlage dokumentiert worden sind, sollte hier eine Lösung mit nach VAWS zugelassenen Sachverständigen diskutiert und umgehend herbeigeführt werden.

Im speziellen Fall der HEL Leitung hat sich gezeigt, daß insbesondere fast Tropfleckagen zu nennende Medienfreisetzungen über länger Zeit nicht erkannt wurden. Hier sind die Zyklen für intensive Rohrleitungsbegehungen durch sachkundiges Personal zu intensivieren und mit Sachverständigen nach VAWS abzustimmen; hier müssen bei als in besonderem Maß als gefährdet identifizierten Leitungen eventuell auch die Fristen für die wiederkehrenden Dichtheitsprüfungen im Sinne der TRWS 779 verkürzt werden.



## 16. Zusammenfassung

Die Schäden an den beiden Leitungen für Heartcut und HEL haben beispielhaft gezeigt, daß die erkannten und dargestellten Mechanismen für die Außenkorrosion gerade im out side plot nicht unterschätzt werden dürfen. Die Folgen von stauender Nässe, daraus resultierender flächiger Außenkorrosion, gepaart mit ungeeigneter Lagerung, werden bei dem Schaden an der HEL Leitung besonders deutlich. Von großer Bedeutung ist im konkreten Fall, daß die Leckagen, u.a. auf Grund der ausgesprochen kleinen Durchtrittsflächen, offensichtlich über einen längeren Zeitraum nicht erkannt wurden.

Als Konsequenz aus den dargestellten Ursachen konstruktiver und organisatorischer Natur und im Sinne vorbeugender Maßnahmen muß dem Erkennen von Problemlagen und dem frühzeitige Erkennen eingetretener Leckagen größere Bedeutung zukommen.

Erforderliche Prüfungen nach VAWS sind durchzuführen, bei denen ein besonderes Augenmerk auf die Art und das unmittelbare Umfeld der Leitungsführung allgemein und speziell der Lagerung im Speziellen zu richten ist.

Mit dem Mittel der Priorisierungslisten, letztendlich nichts anderem als dem Werkzeug der risk based inspection, müssen gefahrdrohende Konstellationen identifiziert und beseitigt werden. Im Zuge der klassischen wiederkehrenden Prüfung im Sinne der VAWS, deren Fristen in einzelnen Fällen möglicherweise verkürzt werden müssen, besteht eine Möglichkeit der konsequenteren und zielgerichteteren Identifizierung drohender Leckagen.

Sind die gefahrdrohenden Gegebenheiten erkannt und behoben, können die möglicherweise zunächst zu verkürzenden Prüffristen wieder gemäß der Vorgaben des § 12 VAWS NRW verlängert werden. Der wiederkehrenden äußeren Prüfung im Sinne der TRWS 779 (Punkt 7.3.2 „Besichtigung auf den allgemeinen äußeren Zustand“ *der Leitungsführung, ihrer Lagerung und deren Zustand [eigene ergänzende Anmerkung]*) fällt aufgrund der systembedingten Gegebenheiten ganz besondere Bedeutung zu.

Mit freundlichen Grüßen

Sachverständiger nach § 29a



Industrie Service

TÜV SÜD Industrie Service GmbH · Zentralbereich Mannheim · Deutschland

**Mehr Sicherheit.  
Mehr Wert.**

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling  
Luwigshafenerstraße 1  
50389 Wesseling

## Bericht IS-DDT-MAN 106/12

Schadensuntersuchung Slopsleitung 41 Shell Raffinerie Godorf

### Schlußbericht

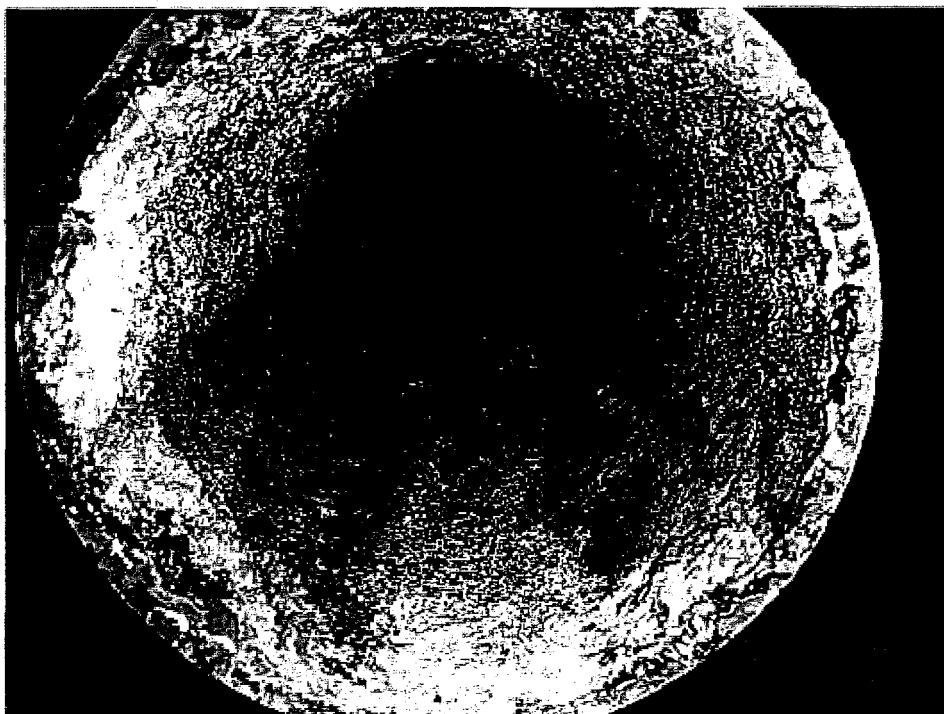


Abbildung 1 Blick in das Innere der Leitung Slopsleitung 41

Datum: 25.02.13

Unsere Zeichen:  
S-DDT-MAN/kr

Dokument:  
schlußbericht stofffreisetzung  
slopsleitung 41\_130224.docx

Das Dokument besteht aus  
32 Seiten.  
Seite 1 von 32

Die auszugsweise Wiedergabe des  
Dokumentes und die Verwendung  
zu Werbezwecken bedürfen der  
schriftlichen Genehmigung der  
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen  
sich ausschließlich auf die  
untersuchten Prüfgegenstände.



Sitz: München  
Amtsgericht München HRB 96 869  
US-IdNr. DE129484218  
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV  
unter [www.tuev-sued.de/impressum](http://www.tuev-sued.de/impressum)

Aufsichtsrat:  
Karsten Xander (Vorsitzender)  
Geschäftsführer:  
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),  
Dr. Ulrich Klotz, Thomas Kainz

Telefon: 0621-395-236  
Telefax: 0621-395-632  
[www.tuev-sued.de/its](http://www.tuev-sued.de/its)

TÜV®

TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Tankanlagen  
Zentralbereich Mannheim  
Deutschland



1. Auftraggeber .....	5
2. Schadensort.....	5
3. Zuständige Behörde.....	5
4. Aufgabenstellung .....	5
5. Untersuchungsteam .....	6
6. Eingereichte Unterlagen.....	6
7. Wesentliche Rechtsgrundlagen.....	7
8. Kurzbeschreibung der Anlage .....	7
9. Ermittlung der freigesetzten Stoffe .....	8
10. Ermittlung der freigesetzten Menge .....	9
11. Ermittlung, ob die freigesetzten Stoffe durch den Betonboden des Rohrgrabens zurückgehalten wurden bzw. welche Menge nicht zurückgehalten wurde .....	12
12. Ermittlung, ob die innerhalb der Unterführung ausgetretenen Stoffe durch das Mantelrohr zurückgehalten wurden bzw. welche Menge nicht zurückgehalten wurde .....	13
13. Hergang der Betriebsstörung .....	13
14. Ursachenermittlung.....	15
15. Prüfung des normkonformen Betriebs.....	19
16. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile .....	19
16.1. Generelles zur Slops - Leitung 41.....	19
16.2. Spezielles zur Slops Leitung 41 .....	20
17. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit .....	20
17.1. Wiederherstellung der Anlagensicherheit .....	20
17.2. Verbesserung der Anlagensicherheit.....	21
18. Zusammenfassung .....	21

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Blick in das Innere der Leitung Slopsleitung 41 .....	1
Abbildung 2	Rohrleitung 41 im Rohrgraben .....	8
Abbildung 3	Schrieb Tankfüllstand.....	9
Abbildung 4	Bestimmung des Volumens des im Schaum gebundenen Wassers .....	11
Abbildung 5	Kernbohrung im Bereich eines Risses in der Versiegelung .....	12
Abbildung 6	Probe BK 1 .....	12
Abbildung 7	Zu untersuchendes Rohrleitungsstück .....	15
Abbildung 8	Leckgröße.....	16
Abbildung 9	Untersuchung der Korrosionsprodukte.....	16
Abbildung 10	Probenentnahmestellen in den Korrosionsprodukten .....	17
Abbildung 11	Weitere lokale Korrosionsmulden.....	17
Abbildung 12	Weitere sehr signifikante Korrosionsmulde .....	18
Abbildung 13	Makroaufnahme längs der Durchtrittsstelle, Korrosionsprodukte ausgekratzt..	18

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Abschätzung der Austrittsdauer ausschließlich über die Konzentration im Tank.	10
Tabelle 2	Abschätzung der Austrittsdauer abzüglich Wasservolumen gebunden im Schaum .....	11



## Verzeichnis der Anhänge

Anhang 1	Sofortmeldung Schaden Slopsleitung 41 .....	23
Anhang 2	Bericht zur Untersuchung der Rohrleitung 41 –Slops – Leitung (Metallurgie) .....	24
Anhang 3	Bericht über Boden- und Bodenkernuntersuchungen auf dem Gelände der Shell Deutschland Oil GmbH Bereich LECKAGE SLOP-LEITUNG 41 ROHRGRABEN Str. 9/10 .....	25
Anhang 4	Analysenprotokoll vom 02. und 03.12.2012 Inhalt Leitung 41 .....	26
Anhang 5	Prüfbericht zu Auftrag 01280451, Ergebnisse aus der Beprobung des Tanks T – 9603 vom 03.12.2012.....	27
Anhang 6	Schrieb der Füllstand von Tank T – 9603 vom 02.12.2012 bis 03.12.2012.....	28
Anhang 7	Schreiben des TÜV Rheinland über eine „Wiederkehrende Prüfung eines Siels- systems auf Dichtheit“ vom 01.02.2012, Schrieb des Druckaufnehmers mit Geräte- daten, Isometrie Leitung 41 mit handschriftlichen Eintragungen Mail des Betreibers vom 04.02.2012 mit Angaben zur Prüfgrundlage.....	29
Anhang 8	Bescheinigung über die Prüfung an einer Rohrleitung vom 02.10.2007 .....	30
Anhang 9	Ergebnisse der Durchstrahlungsprüfung Leitung 41 Blatt 42 aus 2007.....	31
Anhang 10	Ergebnisse der Durchstrahlungsprüfung Leitung 41 Blatt 42 aus 2012 mit hand- schriftlichen Änderungen ohne Datum, Unterschrift oder Kurzzeichen.....	32



## **1. Auftraggeber**

Shell Deutschland Oil GmbH  
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling  
Ludwigshafenerstraße 1  
50389 Wesseling

## **2. Schadensort**

Shell Rheinland Raffinerie Werk Godorf  
Godorfer Hauptstraße 150  
50997 Köln  
Betrieb MMDA Rohrgraben Straße 9, Ecke 10  
(siehe Anlage 1 Sofortmeldung Schaden Slopsleitung 41)

## **3. Zuständige Behörde**

Bezirksregierung Köln  
Zeughausstraße 2-10  
50667 Köln  
Herr Wolfgang Wick

## **4. Aufgabenstellung**

Die Aufgabenstellung wurde von der Bezirksregierung Köln mittels Schreiben vom 24.10.2012 unter Bezugnahme auf die Anordnung einer sicherheitstechnischen Prüfung vom 11.10. 2012 Aktenzeichen 53.3.6-Wiw-SDON unter Punkt A.1.2 präzise formuliert. Danach ist folgendes vom Sachverständigen durchzuführen:

- a. Ermittlung der freigesetzten Stoffe
- b. Ermittlung der freigesetzten Menge
- c. Ermittlung, ob die freigesetzten Stoffe durch den Betonboden des Rohrgrabens zurückgehalten wurden bzw. welche Menge nicht zurückgehalten wurde
- d. Ermittlung, ob die innerhalb der Unterführung ausgetretenen Stoffe durch das Mantelrohr zurückgehalten wurden bzw. welche Menge nicht zurückgehalten wurde
- e. Hergang der Betriebsstörung
- f. Ursachenermittlung
- g. Prüfung des normenkonformen Betriebs
- h. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile



Industrie Service

- i. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit unter Berücksichtigung der Tatsache, daß es bereits zuvor Schäden im Bereich des Slopssystems gegeben hat.

## 5. Untersuchungsteam

## 6. Eingereichte Unterlagen

Von der Shell Deutschland Oil GmbH wurden umfangreiche Unterlagen eingereicht und zur Verfügung gestellt; sie finden sich im Wesentlichen in den Anhängen.

Folgend ein Listing der bedeutsamsten Unterlagen und Quellen

- Bericht über die Bodenuntersuchungen Leckage Slops-Leitung 41
- Sofortmeldung an die Behörde über den eingetretenen Schaden an Leitung 41 vom 02.12.12
- Beschreibung des Ereignisablaufs, Mail vom 27.12.12
- Analyse der Probe aus dem Produkt vom 07.12.12
- R&I's der Leitung 41, Mail vom 27.12.12  
Utility Engeneeing Flow Scheme, Slops und Behandlungsbedürftige Abwässer Zeichnung Nummer 04-2002-95-150 Blätter 9, 16, 23, 31, 32, 33, 25, 18, 26 (dem Verlauf der Rohrleitung folgend)
- Füllstand Pannentank T 9603, mail vom 19.12.12
- Analyse Pannentank T 9603, mail vom 19.12.12
- D014-PIP-OUT 41 einschließlich Prüfbescheinigung nach BetrSichV vom 02.10.2007 und Inspektionsberichte nach BetrSichV vom August 2007 sowie Ergebnisse der Durchstrahlungsprüfungen vom August 2007 für die Leitungsabschnitte dargestellt auf den Blättern 29 bis 42
- D014-PIP-OUT 41 vom 25.10.12 **ohne Prüfbescheinigung** nach BetrSichV **ohne Inspektionsberichte**, sowie Ergebnisse der Durchstrahlungsprüfungen vom Oktober 2012 **allerdings nur für die Leitungsabschnitte dargestellt auf den Blättern 29, 36 bis 42**
- Bericht über die Druckprüfung Mantelrohr Straßendurchführung Leitung 41 „Alt“, Straßendurchführung Rohrgraben Straße 9 Ecke 10

Von besonderer Bedeutung sind die Untersuchungen am havarierten Rohrstück. Die Untersuchungsergebnisse und Bericht (Anlage 2), samt Bilddokumentation liegen.



## 7. Wesentliche Rechtsgrundlagen

Hier sind das BImSchG und insbesondere die Störfallverordnung mit ihren Anhängen und das WHG und im Besonderen die einschlägigen TRwS'en z.B. die TRwS 779, 780, zu nennen.

## 8. Kurzbeschreibung der Anlage

Die Beschreibung der oberirdischen Rohrleitung 41 und deren Betriebsbedingungen ergeben sich aus den vorliegenden Unterlagen wie den R+I's, Inspektions- und Prüfbescheinigungen; hinsichtlich des Mediums prinzipiell aus dem Sicherheitsdatenblatt; hier ist allerdings zu bedenken, daß es sich um eine Mischung aus Wasser, Kohlenwasserstoffen und weiteren aus den zuführenden Leitungen stammenden Stoffen handelt. Die Zusammensetzung der Slops wird immer innerhalb einer gewissen Bandbreite, abhängig von den Einsatzstoffen, der Fahrweise der Anlagen und den Zuläufen, schwanken. Im Wesentlichen werden in der hier zu betrachtende Rohrleitung 41 Slops und behandlungsbedürftige Abwässer transportiert. Es handelt sich um eine 1245 m lange Art Sammelleitung aus St 35.8 für behandlungsbedürftige Oberflächenwässer aus diversen Anfallstellen wie Sieltöpfen, Verladeinseln für TKW usw. mit diversen zuführenden Rohrleitungen.

Leitung 41 beginnt bei der TKW – Füllstelle und entwässert die Inseln 1, 3, 8 mit den jeweils zugeordneten Fahrbahnen 1, 5 und 15.

Über Leitung 5469 werden ihr die Wässer von Insel 11 mit der Fahrbahn 20 zugeleitet.

Die Pumpe P – 1112 fördert über Leitung 5438 die Wässer aus den Sieltöpfen S -2076, S - 2071 bis S – 2073 in die Leitung 41.

Über Leitung 44 werden Wässer aus Leitung 6136 zugeführt. Ebenfalls in Leitung 44 enden Leitung 2526, die die Kontaminate von den Tanks T – 30 und T – 31 abführt, und Leitung 37.

Auch Slops Leitung 2871, der über Leitung 6396 der Slops von den Pumpen P – 2071, P – 2072, P – 2075 bis P – 2081, P – 1318/24 und P – 2067/68/73/74 zugeleitet wird, endet in Leitung 2871.

Nachdem Slops Leitung 3081 ebenfalls in Leitung 41 einmündet, endet sie im Slops Tank T – 50.

Die Leckage trat in einem geraden Rohrleitungsstück der Slopsleitung 41 im Bereich einer Straßenquerung auf. Die Leitung verläuft innerhalb der Straßenquerung in einem Mantelrohr. Das Mantelrohr wurde einer Druckprüfung unterzogen.



Abbildung 2 Rohrleitung 41 im Rohrgraben

## 9. Ermittlung der freigesetzten Stoffe

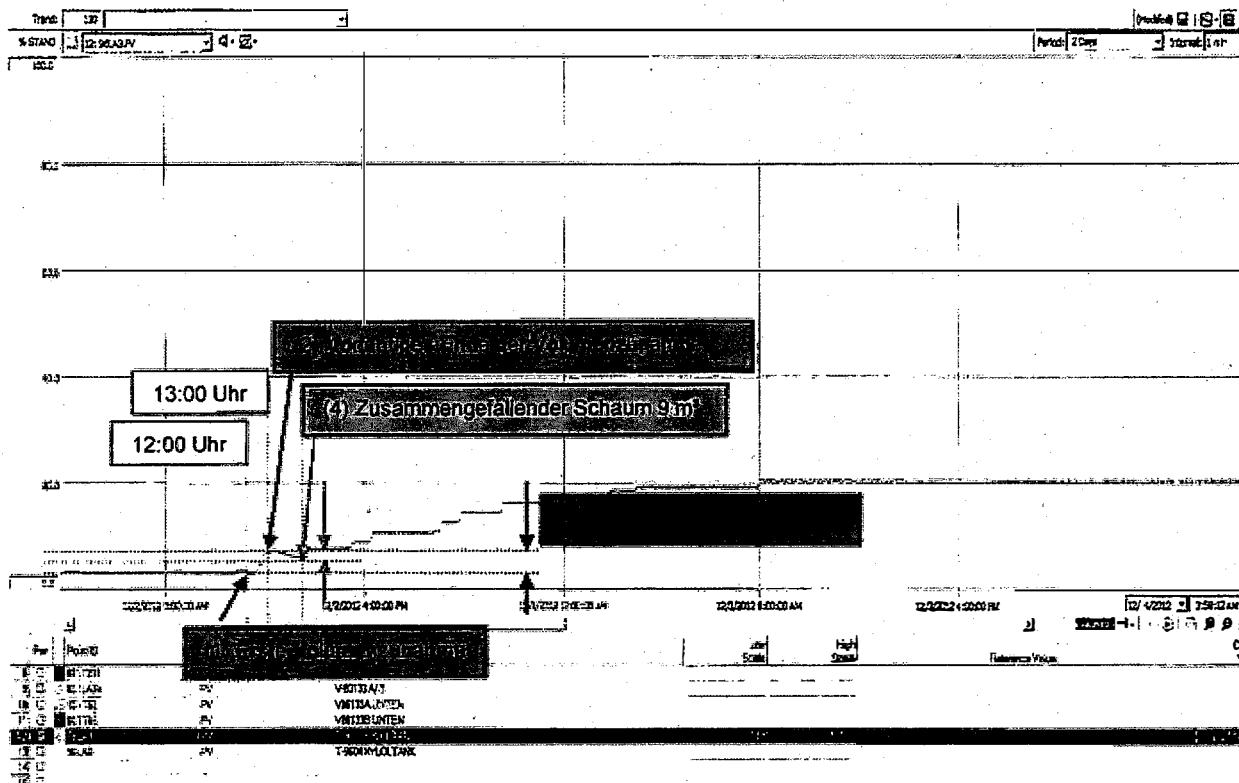
Aus der havarierten Leitung wurde auf Aufforderung der Behörde und des TÜV SÜD nach Schadenseintritt eine Probe genommen. Die Probe wurde bis 150°C destilliert. Die Analyse erbrachte folgende Ergebnisse (siehe Analysenprotokoll in Anhang 4):

5,81 Gewichts - %	Benzol
3,39 Gewichts - %	Toluol
0,44 Gewichts - %	Ethylbenzol
0,61 Gewichts - %	Xylol (p, m, o)



## 10. Ermittlung der freigesetzten Menge

Da der Saugewagen nicht verwogen wurde, die Leckgröße zwar sehr genau ermittelt, die Austrittsdauer aber nicht sinnvoll abgeschätzt werden konnte, mußten andere Wege beschritten werden, um die freigesetzte Menge abschätzen zu können. Da der Inhalt des Saugewagens in den Tank T – 9603 entleert wurde, soll mit Hilfe des vorliegenden Füllstandsschriebs (Anlage 4) einerseits die Gesamtmenge, die in den Tank T – 9603 verbracht wurde und andererseits über die Konzentration im Tank die Menge an freigesetzten Kohlenwasserstoffen und Aromaten abgeschätzt werden.



Date: 18-Dec-12 Time: 10:51:04 Alarm: Alarm Server: WGO05001 Station: 41 Logon: SGO20\operma

**Abbildung 3 Schrieb Tankfüllstand**

Tankdaten:

Grundfläche ca. 50 m<sup>2</sup>

Höhe 10 m

Damit ergeben sich z.B. bei 20% Füllung 100 m<sup>3</sup> Inhalt

Betrachtet man die Zeitskala, ist deutlich erkennbar, daß eine erste Volumenzunahme am 02.12. um 12 Uhr erfolgt (1). Die vorläufige Volumenzunahme durch das Wasser – Produkt – Schaumgemisch, das vom Saugewagen in den Tank gepumpt wurde, endet gegen 13:00 Uhr (2); betrachtet man die prozentuale Volumenskala und unterstellt, daß in der Zeit zwischen 12 und 13 Uhr keine Zu- oder Abflüsse aus oder in andere Einrichtungen erfolgen, ergibt sich eine Volumenzunahme von 20 m<sup>3</sup>. In dieser Modellbetrachtung kann dann der bin-



nen ca. 75 Minuten leicht abfallende Füllstand als zusammenfallen des Schaums (4) interpretiert werden.

Insgesamt wären somit 20 m<sup>3</sup> Kohlenwasserstoffphase, wässrigen Phase aus dem Produkt, wässriger Anteil aus dem Schaum und dem Schaum angefallen. Betrachtet man die Fläche, auf der sich die Leckage vor Ort im befestigten Rohrgraben ausgebreitet hat, hätte somit eine Höhe von ca. 10 cm einschließlich Schaum festgestellt werden müssen.

Hinsichtlich der Abschätzung der Menge an Kohlenwasserstoffen, die über die Beprobung des Tanks T – 9603 ermittelt wurde, muß einschränkend angemerkt werden, daß durch eine vorhandene Vorlage im Tank, die mit ca. 16 m<sup>3</sup> ermittelt werden kann und deren Zusammensetzung uns nicht bekannt ist, Verdünnungs- oder Aufkonzentrationseffekte nicht ausgeschlossen werden können.

Betrachtet man die Konzentrationen an Kohlenwasserstoffen, ermittelt aus der Tankbeprobung, ergeben sich 0,9 g/l Kohlenwasserstoffe und 0,11 g/l BTEX, somit rund 1 g / kg und damit eine Konzentration im Tank von 1 ‰. Damit wären ca. 200 l an Produkt ausgetreten (20 l Kohlenwasserstoffe + BTEX mit 10% im freigesetzten Produkt gemäß Probennahme Rohrleitung). Dies würde zu Freisetzungzeiten von wenigen Minuten führen (siehe Tabelle 1), was wünschenswert aber als eher unwahrscheinlich betrachtet werden könnte.

Hinsichtlich der zu erwartenden Drücke als Basis für die zu berechnenden Austrittszeiten können betreiberseitig keine konkreten Angaben gemacht werden, da insbesondere Leitung 41, wie dargestellt, diverse Zuläufe hat; es kann laut Betreiber allerdings von einem Druck zwischen 0,5 und 1,0 bar ausgegangen werden.

Leckgröße	0,0075 dm <sup>2</sup>	Ermittelt über Konzentration im Tank 9603	
Dichte	830 kg/m <sup>3</sup>	ohne mögliche Verdünnungseffekte	
Menge freigesetztes Produkt	200 l		
	Druck	Dauer	
	bar	min	
min	0,50	4,05	
	1,00	2,86	
	1,50	2,34	
max	2,00	2,02	

Tabelle 1 Abschätzung der Austrittsdauer ausschließlich über die Konzentration im Tank

Unterstellt man, wie dargestellt, daß für die Volumenabnahme im Tank das Zusammenfallen des Schaums ursächlich ist und der Schaum in aller Regel sehr hohe Wasseranteile enthält (97 % H<sub>2</sub>O), kann, wie im Schieb des Füllstands erkennbar, das Volumen des im Schaum enthaltenen Wassers mit ca. 9 m<sup>3</sup> bestimmt werden. Damit kann die Menge des freigesetzten Produkts mit ca. 11 m<sup>3</sup> abgeschätzt werden.

Unter genannten Annahmen und Voraussetzungen kann die Austrittsdauer, unterstellt man einen Druck von einem bar mit rund 2,5 Stunden abgeschätzt werden.

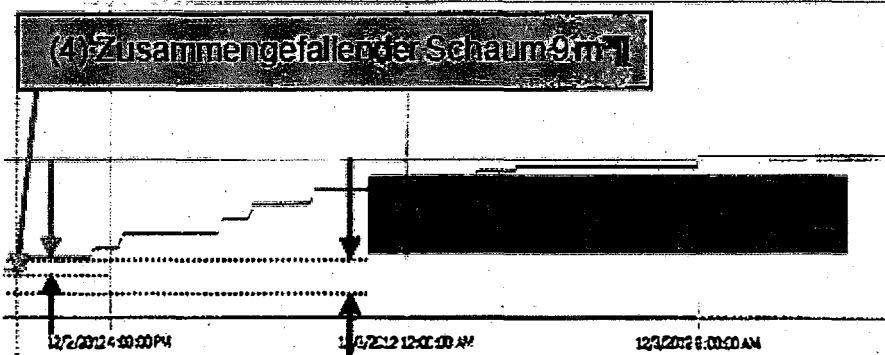


Abbildung 4 Bestimmung des Volumens des im Schaum gebundenen Wassers

Leckgröße	0,0075 dm <sup>2</sup>	Ermittelt abzüglich des Wasservolumens im Schaum (9 m <sup>3</sup> ) gemäß Schieb Füllstand Tank T - 9603	
Dichte	830 kg/m <sup>3</sup>		
Menge freigesetztes Produkt	11000 l		
	Druck	Dauer	
	bar	min	
min	0,50	222,70	
	1,00	157,47	
	1,50	128,58	
max	2,00	111,35	

Tabelle 2 Abschätzung der Austrittsdauer abzüglich Wasservolumen gebunden im Schaum

## 11. Ermittlung, ob die freigesetzten Stoffe durch den Betonboden des Rohrgrabens zurückgehalten wurden bzw. welche Menge nicht zurückgehalten wurde

Die Ergebnisse aus den Boden- und Bohrkernuntersuchungen (Anlage 3) sprechen eine deutliche Sprache. Weder waren durch die Versiegelung unmittelbare Bodenverunreinigungen festzustellen, noch waren die Bohrkernsignifikant kontaminiert, auch der Boden unterhalb der Versiegelung war nicht relevant beeinträchtigt. Ein Schaden für Gewässer mußte nicht besorgt werden. Die freigesetzten Stoffe konnten durch den Betonboden zurückgehalten und von dort abgesaugt werden.

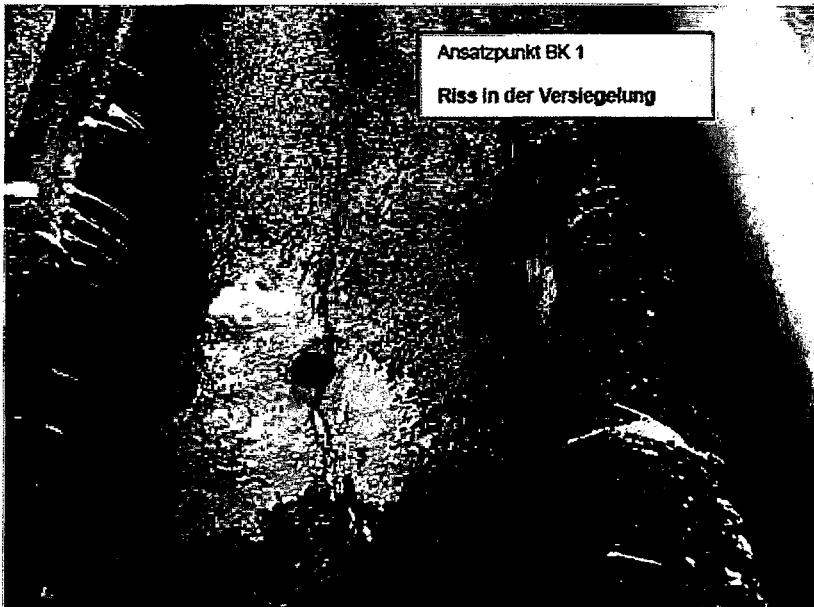


Abbildung 5 Kernbohrung im Bereich eines Risses in der Versiegelung

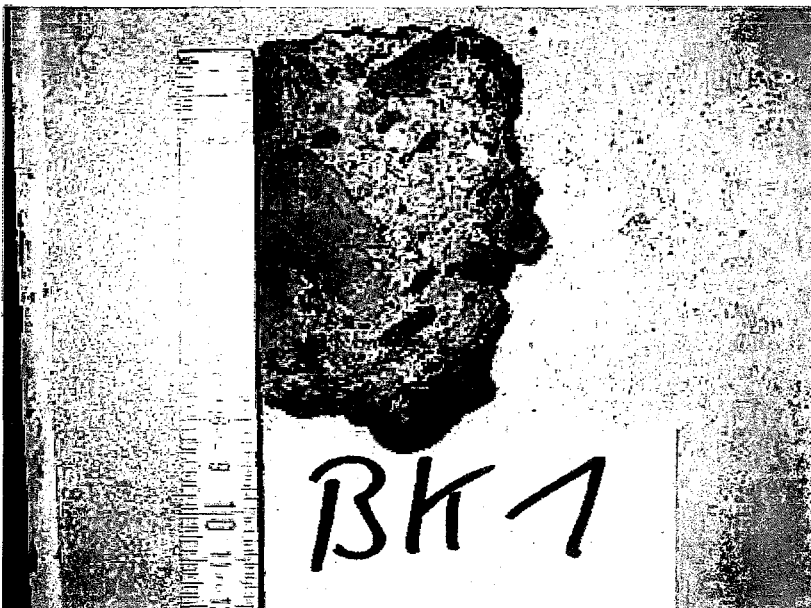


Abbildung 6 Probe BK 1





## **12. Ermittlung, ob die innerhalb der Unterführung ausgetretenen Stoffe durch das Mantelrohr zurückgehalten wurden bzw. welche Menge nicht zurückgehalten wurde**

Um abzusichern, daß durch das Mantelrohr keine Stoffe in den Boden gelangen konnten, wurde zwischen Produkt- und Mantelrohr durch Verschweißen ein Überwachungsraum hergestellt, der in Anlehnung an das VdTÜV – Merkblatt 1051 mit einem Druck von 2,36 bar beaufschlagt wurde. Der Druck wurde zwischen 9:06 und 11:28 über 2 h 22 min aufgeprägt, die Messung wurde temperaturkompensiert mit einem Volumen von 0,6 m<sup>3</sup> durchgeführt und mit einem kalibrierten Druckschreiber aufgezeichnet. Die Prüfung wurde bestanden.

Somit kann ausgeschlossen werden, daß freigesetztes Produkt innerhalb des Mantelrohrs unmittelbar in den Boden freigesetzt wurde. Die innerhalb der Unterführung ausgetretenen Stoffe wurden durch das Mantelrohr zurückgehalten und konnten im versiegelten Rohrgraben abgesaugt werden.

## **13. Hergang der Betriebsstörung**

Die Leckage wurde auf Grund des intensiven Geruchs am 02.12.2012 gegen 3:30 Uhr im Rahmen einer Kontrollfahrt durch einen Mitarbeiter von MMDA im Rohrgraben Straße 9 Ecke 10 entdeckt und konnte nach sehr kurzer Zeit lokalisiert werden. Die Leitung wurde sofort eingeblockt; ein Schaumteppich wurde gelegt. Die Bezirksregierung Köln und die Untere Wasser- und Abfallbehörde Köln wurden mittels Formular „Sofortmeldung an Behörden“ am 02.12.2013 um 6:30 Uhr in Kenntnis gesetzt (Anlage 1 Sofortinformation an die Behörden).

Das freigesetzte Produkt trat aus dem Mantelrohr der Straßenquerung aus und breitete sich nach Angaben des Betreibers auf ca. 200 m<sup>2</sup> aus; nach Angaben des Mitarbeiters vor Ort war nur die Versiegelung des Rohrgrabens aus Beton beaufschlagt. Die verunreinigte Fläche wurde mit Schaum belegt; Schaum und Produkt wurden mittels Saugewagen abgesaugt; eine Verriegelung des Saugewagens wurde nicht durchgeführt. Ab 12 Uhr mittags wurde die Mischung, bestehend aus der Kohlenwasserstoffphase, der wässrigen Phase aus dem Produkt, dem wässrigen Anteil aus dem Schaum und dem Schaum, in den Tank T - 9603 gepumpt. Der Füllstand des Tanks wurde geschrieben; der Schrieb vom 02.12.2012 8:00 Uhr bis 3.12.2012 16:00 Uhr liegt vor (Anlage 6 Schrieb der Füllstandsmeßung). Auf Veranlassung des TÜV SÜD wurde Tank T- 9603 beprobt; im vorliegenden Prüfbericht (Anlage 5 Beprobung Pannentank 9603 vom 03.12.2012) wurde eine Konzentration von 900 mg / l an Kohlenwasserstoffen ermittelt und 11 mg / l an BTEX (Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol). Eine konkrete Aussage zum Zeitpunkt des Schadenseintritts kann nicht gemacht werden. Der Betreiber geht davon aus, daß alle zwei Stunden Mitarbeiter an der Schadensstelle vorbeikommen. Berücksichtigt man die Örtlichkeit, die Art des Austritts aus dem Mantelrohr und den intensiven Geruch, kann die Leckage nicht über längere Zeit unbemerkt geblieben sein.

Um sicherzustellen, daß im Bereich des Mantelrohrs innerhalb der Straßenquerung kein Produkt ins Erdreich gelangen konnte, wurde eine Dichtheitsprüfung vom TÜV SÜD gefordert und auch durchgeführt; das Ergebnis liegt als Schreiben des TÜV Rheinland vor; die Prüfgrundlage



Industrie Service

Seite 14 von 32

Zeichen/Erstelldatum: IS-DDT-MAN/kr / 25.02.2013

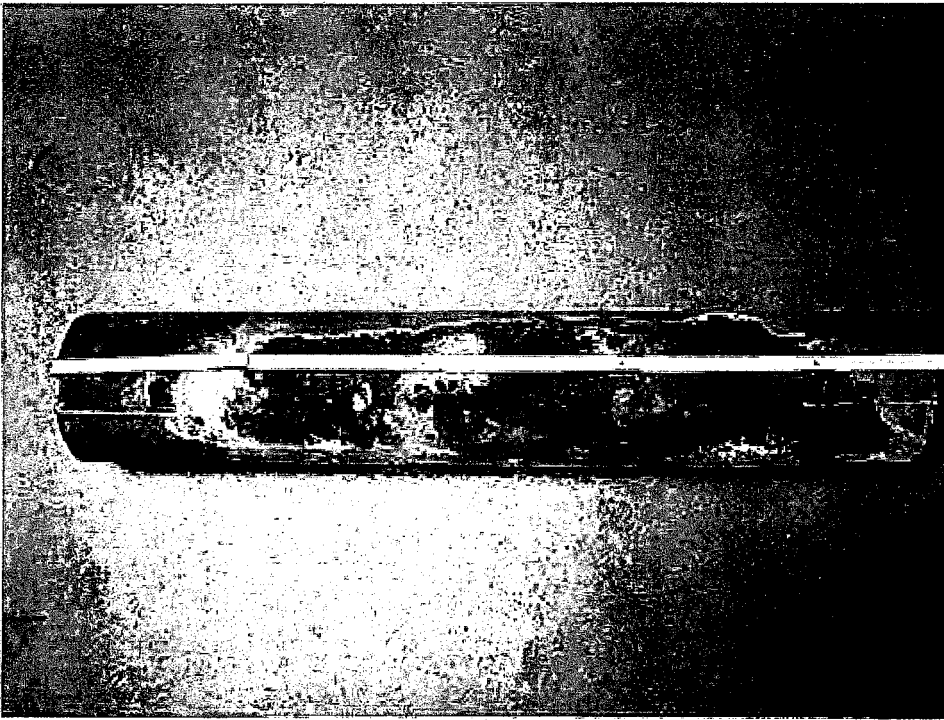
Dokument: schlußbericht stofffreisetzung slopsleitung 41\_130224.docx

kann dem Anschreiben des Betreibers entnommen werden; die Prüfverordnung wurde von einem Mitglied des Untersuchungsteams vor Ort verifiziert (Anlage 7 Schreiben des TÜV Rheinland zu einer Wiederkehrenden Dichtheitsprüfung und Mail des Betreibers mit Angaben zur Prüfgrundlage).

Nach der Leckage wurden entsprechende Bodenuntersuchungen sowie Kernbohrungen im kontaminierten Bereich und Betonbohrkernuntersuchungen vom TÜV SÜD durchgeführt. Die im Wesentlichen unauffälligen Ergebnisse finden sich im „Bericht über Boden- und Bodenkernuntersuchungen auf dem Gelände der Shell Deutschland Oil GmbH Bereich LECKAGE SLOPLEITUNG 41 ROHRGRABEN Str. 9/10“ (siehe Anhang 3).

## 14. Ursachenermittlung

Zur Ursachenermittlung wurde der Teil der Rohrleitung, in dem das Leck aufgetreten ist, herausgetrennt und an den TÜV SÜD zur Untersuchung gesandt.



**Abbildung 7** Zu untersuchendes Rohrleitungsstück

Dort wurden intensive metallurgische Untersuchungen zur Ursachenermittlung durchgeführt, die sich im Detail im separaten Bericht in Anhang 2 finden.

Wesentliches soll hier folgend herausgegriffen und dargestellt werden.

Der Schadensort wurde von einem Sachverständigen des TÜV SÜD aus dem Untersuchungsteam begangen, um sich einen Überblick über die örtlichen Verhältnisse zu machen, Fotos wurden gemacht und den restlichen Mitgliedern des Untersuchungsteams zur Verfügung gestellt.

Ergebnisse und Vermessungen der Leckstelle zeigen, daß eindeutig Innenkorrosion ursächlich für den Schadenseintritt war. Es wurde eine Lochgröße von 75 mm<sup>2</sup> ermittelt.



Abbildung 8 Leckgröße

Weitere Untersuchungen an den Korrosionsprodukten zeigen, daß als Korrosionsmechanismus klassische Sauerstoffmuldenkorrosion ursächlich für die Leckage war. Schwefel hatte nur eine sehr untergeordnete Bedeutung; Chloride wurden in den Korrosionsprodukten nicht gefunden. Die Ergebnisse aus der Probenentnahmestelle „Stelle 1“ sollen hier exemplarisch dargestellt werden; die Ergebnisse aus weiteren Entnahmeorten unterscheiden sich nur marginal.

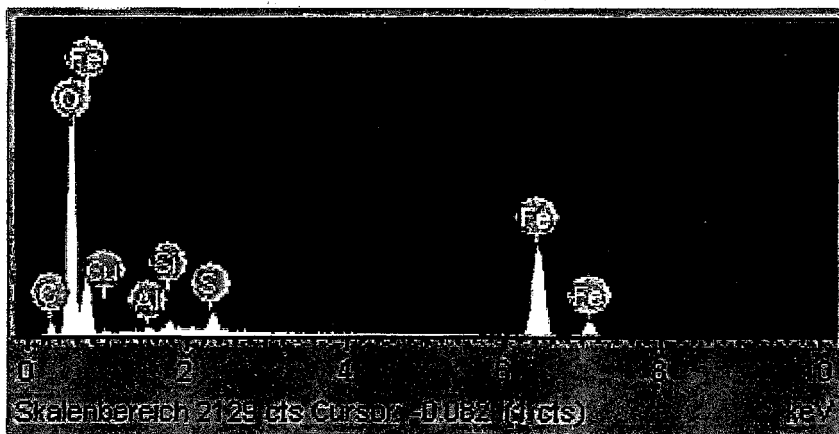


Abbildung 9 Untersuchung der Korrosionsprodukte

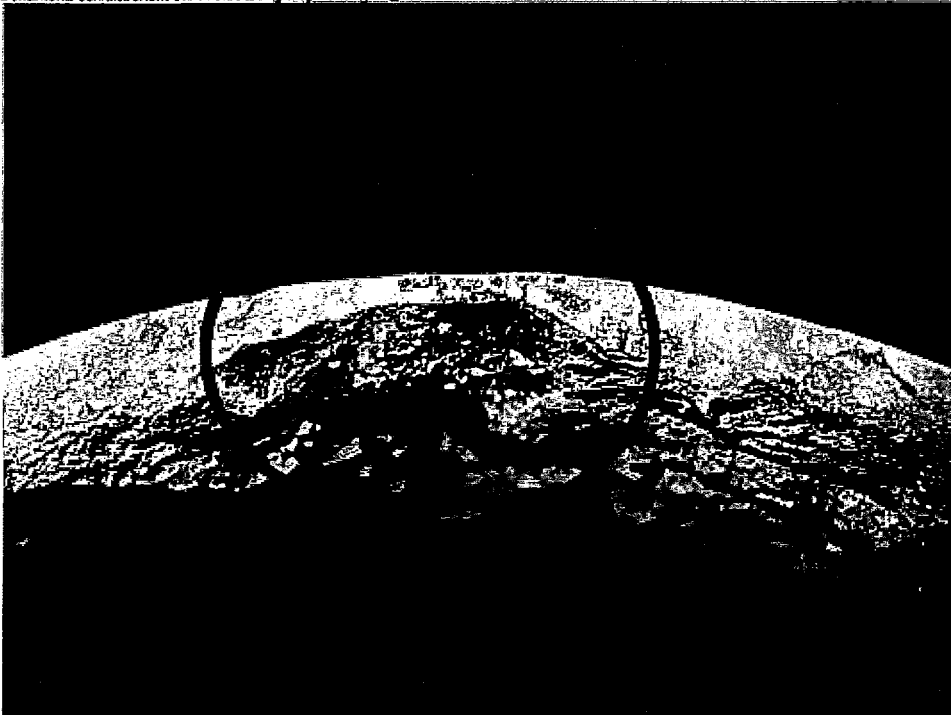


**Abbildung 10 Probenentnahmestellen in den Korrosionsprodukten**

Die Untersuchungen an dem kurzen, zur Verfügung gestellten, Rohrstück (knapp 1 m, Gesamtlänge der Leitung 1245 m) zeigen bereits weitere nicht unerhebliche mit Korrosionsprodukten gefüllte Korrosionsmulden, in hoher räumlicher Dichte.

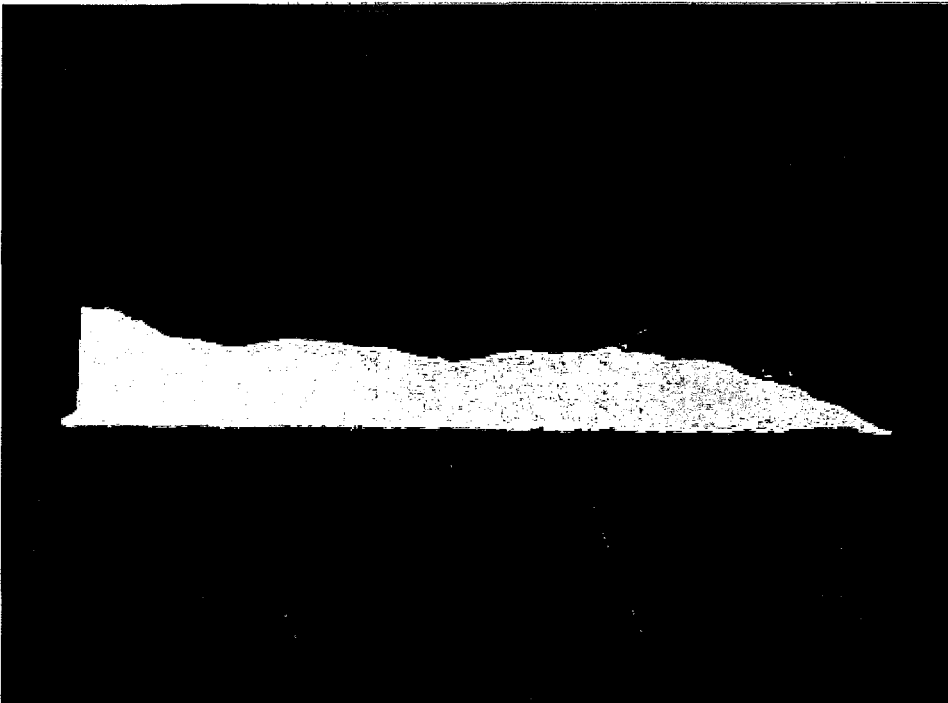


**Abbildung 11 Weitere lokale Korrosionsmulden**



**Abbildung 12 Weitere sehr signifikante Korrosionsmulde**

Auch eine weitere bereits sehr tiefe und gefährdende Korrosionsmulde mußte in dem knapp ein Meter langen zu untersuchenden Rohrstück festgestellt werden.



**Abbildung 13 Makroaufnahme längs der Durchtrittsstelle, Korrosionsprodukte ausgekratzt**

Die Makroaufnahme längs der Durchtrittsstelle bestätigt obige Befunde.



## 15. Prüfung des normkonformen Betriebs

Zu untersuchen ist die Einhaltung einschlägiger Gesetze, Verordnungen und Regelwerke. Einschlägig sind im Wesentlichen die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS, zukünftig AwSV) und deren nachgeordnete technischen Regelwerke wie die TRwS-en, die TRbF-en, die TRR-en (als Erkenntnisquellen), insofern, daß sie die Grundlage insbesondere für die TRwS 780 darstellt, die zunächst und bis dato ausschließlich für neue Rohrleitungen gilt, sowie die einschlägigen TRBS'en, hier im Wesentlichen die TRBS 1201 in ihren Teilen 1, 3, 5 und ihrem Teil 2 im Besonderen.

Relevant sind im Kontext zunächst insbesondere die Anforderungen an die Werkstoffe, der Nachweis von Güteeigenschaften, deren Beständigkeit gegen die zu erwartenden Medien und die auftretenden Temperaturen. Die Untersuchungen im Rahmen der metallurgischen Analysen (u.a. Analysewerte, Härtewerte, siehe ermittelte Werte dargestellt in der Anlage 2), zeigen, daß branchenübliche, geeignete Werkstoffe eingesetzt wurden.

Insichtlich weiterer Parameter wie z.B. der ordnungsgemäßen Verlegung der Rohrleitung, der Übereinstimmung mit den R&I Schemata und den Meßisometrien, hätte nur eine spezifische Begehung letzte Gewissheit schaffen können; allerdings ist die Leitung mittlerweile auf Grund der festgestellten Schäden komplett abgebaut und wird neu errichtet.

Zwingend erforderliche Prüfungen nach VAwS durch den Sachverständigen gemäß § 11 VAwS sind nicht belegt und wurden unseres Wissens auch nicht durchgeführt. Auch Bewertungen gemäß des Schutzziels des § 62 (1) und VAwS NRW sind nicht belegt.

## 16. Einhaltung der Prüfanforderungen an die beteiligten Anlagenteile

### 16.1. Generelles zur Slops - Leitung 41

Prüfbescheinigungen für Prüfungen nach Wasserhaushaltsgesetz bzw. VAwS NRW, durchgeführt vom Sachverständigen nach § 11 VAwS wurden nicht vorgelegt, die den Anforderungen der Verordnung und dem § 62 WHG genügen würden. In keiner der Inspektionsberichte oder Prüfbescheinigungen sind das WHG oder die VAwS als Prüfgrundlage genannt oder entsprechende schutzzielorientierte Bewertungen von Inspektionen durch Sachverständigen vorgenommen worden.

Für 2012 liegen ausschließlich Prüfberichte von Durchstrahlungsprüfungen für die Blätter der Rohrleitungsabschnitte 29, 36 und 42 vor, Isometrien für die Leitungsabschnitte Blatt 36, 37, 38, 39, 40, 41 und 42; für 2007 liegt dagegen ein vollständiger Inspektionsbericht und ein kompletter Satz Isometrien für Slops – Leitung 41 vor.

Es liegen für 2012 keine Inspektionsberichte oder Prüfbescheinigungen einer ZÜS und auch keine Prüfbescheinigungen eines Sachverständigen nach § 11 VAwS vor.

Hier wird erneut die Diskrepanz zwischen der Prüfpflicht gemäß BetrSichV und der Prüfpflicht gemäß WHG und VAwS deutlich.

Können über den § 15 (11) über die „schriftlichen Festlegungen“ Prüfungen durch die ZÜS stichprobenweise erfolgen, besteht im Rahmen der VAwS Prüfpflicht für alle in ihren Anwendungsbereich fallenden Leitungen.



So wurden bei der Slops – Leitung 41, bei der es am 02.12.2012 zu Leckage mit Stofffreisetzung kam, zwar in 2007 (02.10.2007) Prüfungen gemäß BetrSichV durch die ZÜS auf „Shellpapier“ bescheinigt, nur erfolgte dies in 2012 (25.10.12) dann im Zuge „Schriftlichen Festlegungen“ im Sinne des § 15 (11) nicht mehr, auch Inspektionsberichte liegen nicht vor.

Prüfungen nach VAWS wurden, wie bereits dargelegt, weder in 2007 noch in 2012 durchgeführt.

## **16.2. Spezielles zur Slops Leitung 41**

Betrachtet man die Ergebnisse der Durchstrahlungsprüfung zur Isometrie des Leitungsabschnitts, dargestellt auf Blatt 42 des Inspektionsberichts Blatt 42 der Leitung 41 aus 2007, fällt auf, daß zwar im Durchstrahlungspunkt 1 (bezeichnet als Röntgenpunkt 1) eine Restwandstärke von 2,9 mm festgestellt wurde, man im Inspektionsbericht als Gesamtergebnis aber folgende Schlußbemerkung findet:

„Die Rohrleitung befindet sich in einem sehr guten Allgemeinzustand“.

Über die Art der Korrosion (an einem Stutzen) wird keine Aussage gemacht.

In 2012 wird an gleicher Stelle (gleicher Stutzen) durchstrahlt; im Prüfbericht der SGS findet sich zunächst eine Restwandstärke von 2,6 mm, die dann aber handschriftlich durchgestrichen und handschriftlich auf 3,2 geändert wurde; Datum, Unterschrift oder Kurzzeichen für die handschriftlich vorgenommene Änderung fehlen. Bezüglich Art der Korrosion wird diese als flächige Innenkorrosion (an einem Stutzen) charakterisiert; die widerspricht eindeutig der Erfahrung.

Wurden in 2007 bereits 2,9 mm Restwandstärke gemessen und in 2012 zunächst 2,6 mm, wurde dieses Ergebnis in 2012 auf 3,2 mm handschriftlich geändert.

Inwieweit zwischenzeitlich, zwischen 2007 und 2012 möglicherweise Rohrleitungsstücke oder Stutzen ausgetauscht wurden, entzieht sich unserer Kenntnis; entsprechende Unterlagen wie Inspektions- oder Prüfberichte liegen uns nicht vor.

## **17. Empfehlung von Maßnahmen zur Wiederherstellung bzw. Verbesserung der Anlagensicherheit**

### **17.1. Wiederherstellung der Anlagensicherheit**

Es hatte sich wiederholt gezeigt, insbesondere bei Slops Leitungen, daß drohende Leckagen nicht hinreichend sicher und auch nicht frühzeitig genug erkannt wurden. Vor diesem Hintergrund und als Konsequenz wurde mittlerweile erkannt, daß es dringend erforderlich ist, die gelebte Prüfpraxis zumindest im Werk Godorf, den Out-Side-Plot betreffend, deutlich zu ändern, will man nicht weitere Leckagen zu befürchten haben. Die betriebliche Erfahrung an anderen Raffineriestandorten hat gezeigt, daß eine deutlich höhere räumliche und zeitliche Prüfichte für kritische Leitungen angemessen gewesen wäre. Ältere und u.a. medienbedingt kritische Rohrleitungen hätten mit mehr Aufwand geprüft werden müssen; dies gilt insbesondere auch für Leitungen, die sich offensichtlich dem Ende ihres Lebenszyklus genähert haben.

Im Schlußbericht des TÜV SÜD zur Schadensuntersuchung an der Slops – Leitung 6406 („Bericht IS-DDT-MAN 103/12, Schadensuntersuchung Slopsleitung 6406 Shell Raffinerie Godorf“)





ist eine sinnvollerweise generell anzuwendende Vorgehensweise bei der Festlegung von Meßpunkten und der für sinnvoll erachteten Prüfintervalle ausführlich beschrieben, die hier nicht erneut in aller Breite dargelegt werden soll. Bei Anwendung dieser bewährten Prüfmethode kann davon ausgegangen werden, daß die Anlagensicherheit wieder hergestellt werden kann; Erfahrungswerte aus den durchgeführten Maßnahmen bestätigen dies.

Bereits Ende 2012 wurde in Zusammenarbeit mit dem TÜV SÜD ein Prüf- und Sanierungsmanagement entwickelt, das bis Ende des Jahres auf nahezu alle Slops-Leitungen einer Priorisierungsliste folgend, angewandt wurde. Letzte Leitungen wurden Anfang 2013 dem Prüfmanagement unterworfen; die Sanierungsarbeiten werden laufend gemäß Prüf- und Sanierungsmanagement für die Slops-Leitungen im Out-Side-Plot der Rheinlandraffinerie in Godorf durchgeführt.

Aktuell werden die Erkenntnisse, die zum Prüf- und Sanierungsmanagement geführt und aus seiner Anwendung gewonnen werden konnten, in betriebseigene Systeme wie die risk based inspection und das Sicherheitsmanagementsystem bzw. integrierte Managementsystem eingearbeitet; aktuell werden diverse Arbeitsanweisungen erstellt, mit deren Hilfe auch im Out-Side-Plot sichergestellt werden soll, daß die räumliche und zeitliche Prüfdichte hinreichend ist und die aus den Prüfungen resultierenden Ergebnisse konsequent zu erforderlichen Maßnahmen zur Wiederherstellung der Anlagensicherheit führen.

## 17.2. Verbesserung der Anlagensicherheit

Zur Verbesserung der Anlagensicherheit ist es **auch** notwendig, daß zumindest alle rechtlich vorgeschriebenen Prüfungen konsequent von den dazu benannten Sachverständigen durchgeführt werden. Dies gilt insbesondere auch für die Prüfungen nach VAwS durch den Sachverständigen nach § 11 VAwS NRW. Im Gegensatz zu den Prüfungen gemäß BetrSichV durch die ZÜS sind hier Stichproben nicht ausreichend. Alle in den Anwendungsbereich der VAwS NRW fallenden Leitungen sind erstmalig und wiederkehrend von dem Sachverständigen nach § 11 zu prüfen.

Auch hiermit kann, neben dem bereits Dargestellten, betrachtet man die vorliegenden Prüf- und Inspektionsberichte, die Anlagensicherheit, verbessert werden.

Treten Leckagen auf, sollte ein genaues Prozedere hinsichtlich der zu ergreifenden Maßnahmen festgelegt werden, in dem auch die Verwiegung des Saugewagens vorzusehen ist, was die nachträgliche Ermittlung der ausgetretenen Stoffmenge deutlich erleichtern würde. Auch Vorgänge wie Beprobungen der ausgetretenen Produkte, des Inhalts des Saugewagens, des Pannentanks" vorher und nachher wären zu regeln.

Hier wäre eine Checkliste, die im Havariefall abzarbeiten wäre, sicher hilfreich und zielführend.

## 18. Zusammenfassung

Gemäß den Abschätzungen sind aus der Leitung 41 ca. 11 m<sup>3</sup> Produkt ausgetreten, die nicht in den Boden und damit in Gewässer gelangt sind. Schon das kurze, für die metallurgischen Untersuchungen zur Verfügung stehende Rohrstück, wies deutliche Korrosionsmulden mit hoher räumlicher Dichte auf, von denen eine weitere bereits ein gefahrdrohendes Ausmaß erreicht hatte.



Industrie Service

Durch die jüngsten Ereignisse hat sich gezeigt, daß insbesondere Slops – Leitungen, werden sie nicht hinreichend dicht räumlich und zeitlich geprüft, ein hohes Risiko darstellen können. Das Risiko einer Leckage erhöht sich zusätzlich, wenn das Medium korrosionsauslösende Komponenten enthält und die Leitung beheizt wird, dies führt zu weiter erhöhten Korrosionsraten.

Bei Shell wurde erkannt, daß nicht nur Anlagen im in-side-plot intensiv geprüft und überwacht werden müssen, auch den Anlagen im out-side-plot kommt, als integrale Funktionseinheiten in der Gesamtanlage, zentrale Bedeutung zu. Leckagen sind im Sinne des Vorsorgegedankens des WHG durch angemessene Prüfungen, auch im Sinne der VAWS, Kontrollen und Überwachungen zu verhindern.

Wesentlich ist, daß bereits ein deutlicher Umdenkungsprozeß stattgefunden hat; ihn gilt es in die Zukunft hinein fortzuschreiben, weiter zu entwickeln und zu verfeinern.

Mit freundlichen Grüßen