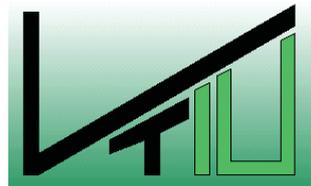




# Masterarbeit

## Reinigung und Instandhaltung von Rohölproduktionstanks, unter Berücksichtigung von Verfahrenstechnik, Ökonomie und Ökologie, an einem Beispiel der Rohöl - Aufsuchungs Aktiengesellschaft

erstellt am



Institut für Verfahrenstechnik  
der  
Montanuniversität Leoben

### Verfasser

Josef Bachmair, BSc

Matrikelnummer: 0335185

### Betreuer

VTIU

O.Univ.Prof. DI Dr. Werner L. Kepplinger

RAG

DI(FH) Ing. Josef Brandstetter

## **Eidesstattliche Erklärung**

*„Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche erkenntlich gemacht habe.“*

## **Sperrvermerk**

*„Diese Masterarbeit enthält vertrauliche Firmendaten und ist daher gesperrt. Veröffentlichung, Vervielfältigung oder Einsichtnahme sind ohne ausdrückliche Genehmigung der Rohöl - Aufsuchungs Aktiengesellschaft und des Verfassers bis November 2013 nicht gestattet.“*

Leoben am Mittwoch, 22. Oktober 2008

**Josef Bachmair, BSc**

## Danksagung

Am Ende dieses Studiums gilt es nun, jenen zu danken, die mich während der letzten fünf Jahre unterstützt und motiviert haben.

Großer Dank gilt meinen Eltern, die meine Idee, in Leoben zu studieren, immer unterstützt haben. Weiters waren sie stets bereit, dafür zu sorgen, dass das Studieren für mich nie zu einer finanziellen Belastung wurde.

Meinen Freund/innen und Verwandten „von zu Hause“ danke ich dafür, dass ich durch sie jederzeit willkommene Abwechslung vom Studienalltag erleben konnte. Außerdem zeigten sie sich stets an meinem Studium interessiert.

Den Studienkolleg/innen bin ich dafür dankbar, dass sie immer ein offenes Ohr hatten, wenn es vor (oder während) einer Prüfung irgendwo „zwickte“ und schnelle Hilfe nötig war. Was aber viel wichtiger ist, ich freue mich darüber, in Leoben nicht nur neue Bekannte, sondern zum Teil auch Freund/innen gewonnen zu haben. Mit ihnen konnte ich eine großteils spannende und kurzweilige Studienzeit in Leoben verbringen.

Für die Betreuung dieser Arbeit geht mein Dank an Hrn. O.Univ.Prof. DI Dr. Werner L. Kepplinger, den Vorstand des Institutes für Verfahrenstechnik der Montanuniversität Leoben. Weiters danke ich meinem Betreuer von der Rohöl - Aufsuchungs AG, dem Leiter der Abteilung Mechanical Construction & Maintenance, Hrn. DI(FH) Ing. Josef Brandstetter und allen Mitarbeitern der RAG, die mir sehr hilfsbereit zur Seite standen.

Glück Auf!

*„Statt zu klagen, dass wir nicht alles haben, was wir wollen, sollten wir lieber dankbar sein, dass wir nicht alles bekommen, was wir verdienen.“*

**Dieter Hildebrand**

## **Kurzfassung**

### **Reinigung und Instandhaltung von Rohölproduktionstanks, unter Berücksichtigung von Verfahrenstechnik, Ökonomie und Ökologie, an einem Beispiel der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft**

Rohöltanks müssen, aus gesetzlichen und verfahrenstechnischen Gründen, in regelmäßigen Abständen hinsichtlich ihres Zustandes überprüft werden. In der Vergangenheit wurden die Tanks geöffnet und gereinigt, um ein zuverlässiges Prüfergebnis zu erlangen. Mit Hilfe moderner Prüfmethode können Prüfinstitutionen, wie z.B. TÜVs, zu Prüfergebnissen kommen, ohne die Tanks zu öffnen.

Eine Öffnung und Reinigung der Tanks ist heutzutage oft nur mehr nötig, wenn die Tanks von innen repariert, oder wenn Schlammablagerungen aus den Tanks entfernt werden müssen.

Da mit einem solchen Innenservice Betriebsunterbrechungen einhergehen, wird versucht, dies nur in notwendigen Situationen durchzuführen (Instandhaltungsmaßnahmen orientieren sich am tatsächlichen Zustand des Tanks).

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Reinigung und Instandhaltung von Festdachtanks zur Rohöl - Produktion. Im praktischen Teil werden die nötigen Instandhaltungsmaßnahmen (Überprüfung, Reinigung und Reparatur) für einen spezifischen 1.000 m<sup>3</sup> Rohölproduktionstanks geplant und ein Konzept vorgestellt.

## **Abstract**

### **Cleaning and maintenance of crude - oil – production - tanks, with consideration of process engineering, economics and ecology, shown by an example in the Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft**

Because of legal and process engineering reasons, crude - oil - tanks have to be tested in regular intervals, if they are in good condition. In the past the tanks had to be opened and cleaned, in order to attain a reliable inspection - result. By using modern testing methods inspection - stations, e.g. TÜVs, are able to receive inspection - results, without opening the tanks.

Nowadays the opening and cleaning of tanks is often only necessary, if tanks have to be repaired from inside, or if sludge - sediments have to be removed from the tanks.

A service from inside interrupts the operation, therefore the number of interruptions should be reduced to a minimum. So the tanks should only be opened and cleaned in necessary situations (maintenance is regarded at the actual condition of the tank).

This work concerns with cleaning and maintenance of fixed - roof - tanks for crude - oil - production. The necessary maintenance measures (examination, cleaning and repairing) for a specific 1.000 m<sup>3</sup> crude - oil – production - tank are planned in the practical part and a concept therefore will be presented.

# Inhaltsverzeichnis

## Reinigung und Instandhaltung von Rohölproduktionstanks, unter Berücksichtigung von Verfahrenstechnik, Ökonomie und Ökologie, am Beispiel der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft

Seite

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>5</b>
<b>1.1</b>	<b>Vorstellung des Unternehmens RAG</b> .....	<b>5</b>
<b>1.2</b>	<b>Begriffsbestimmungen</b> .....	<b>8</b>
<b>1.3</b>	<b>Problemstellung</b> .....	<b>9</b>
<b>1.4</b>	<b>Zielsetzung</b> .....	<b>10</b>
1.4.1	Theoretischer Teil: Tankintegrität.....	10
1.4.2	Praktischer Teil: Anwendung an einen 1.000 m <sup>3</sup> Tank .....	10
1.4.3	Planung der Reinigung und Instandhaltung von Rohölproduktionstanks .....	11
<b>2</b>	<b>Theoretischer Teil: Tankintegrität</b> .....	<b>12</b>
<b>2.1</b>	<b>Allgemeines zu Tanks in der Rohölproduktion</b> .....	<b>12</b>
2.1.1	Unterteilung der Tanks.....	12
2.1.1.1	Werkstoffe.....	12
2.1.1.2	Aufgaben von Tanks.....	13
2.1.1.2.1	Lagertank .....	13
2.1.1.2.2	Produktionstank .....	13
2.1.1.2.2.1	Settlingtank.....	15
2.1.1.2.2.2	Reinöltank .....	16
2.1.1.2.2.3	Wassertank .....	17
2.1.1.3	Arten von Dachkonstruktionen.....	18
2.1.1.3.1	Festdachtank .....	18
2.1.1.3.2	Schwimmdachtank.....	19
2.1.1.3.3	Schwimmdeckeltank.....	19
2.1.1.4	Arten von Bodenkonstruktionen.....	20
2.1.1.4.1	Flachboden.....	20
2.1.1.4.2	Schrägboden.....	20
2.1.1.4.3	Außenablaufkegelboden .....	21
2.1.1.4.4	Mittelablaufkegelboden .....	21
2.1.1.5	Arten von Tankheizungen .....	22
2.1.1.5.1	Externer Wärmetauscher.....	22
2.1.1.5.2	Interner Wärmetauscher.....	22
2.1.2	Mindestabstände zu Tanks .....	23
2.1.3	Auffangräume .....	24

<b>2.2</b>	<b>Rechtlicher Rahmen der Rohöltankinstandhaltung .....</b>	<b>25</b>
2.2.1	Mineralrohstoffgesetz (MinroG) .....	26
2.2.2	Bohrlochbergbau - Verordnung (BB - V) .....	28
2.2.3	Verordnung explosionsfähige Atmosphären (VEXAT) .....	31
2.2.4	Verordnung über brennbare Flüssigkeiten (VbF).....	40
2.2.5	Wasserrechtsgesetz (WRG).....	42
2.2.6	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA - Luft) .....	42
2.2.7	Best Available Techniques Reference Documents (BREFs).....	42
2.2.8	Behördliche Bescheidaufgaben .....	43
2.2.9	Arbeitnehmer/innenschutzgesetz (ASchG) .....	44
2.2.10	Bauarbeitenkoordinationsgesetz (BauKG).....	45
2.2.11	Abfallwirtschaftsgesetz (AWG).....	46
2.2.12	Deponieverordnung (DeponieV).....	46
<b>2.3</b>	<b>Anlageninstandhaltung.....</b>	<b>47</b>
2.3.1	Instandhaltungsstrategien .....	49
2.3.1.1	Reparaturorientierte Instandhaltung .....	49
2.3.1.2	Vorbeugende Instandhaltung.....	49
2.3.1.3	Vorhersehende Instandhaltung .....	49
2.3.1.4	Ausfallvermeidende Instandhaltung .....	50
2.3.2	Beurteilung der Tankintegrität .....	50
2.3.2.1	Beurteilung des Tankzustandes .....	50
2.3.2.1.1	Elektromagnetische Prüfverfahren.....	51
2.3.2.1.2	Akustische Prüfverfahren.....	52
2.3.2.1.3	Sonstige Prüfverfahren.....	53
2.3.2.2	Anwendungsmöglichkeiten auf Tanküberprüfungen von außen .....	54
2.3.2.3	Beurteilung der Ölschlammmenge und -Art.....	57
<b>2.4</b>	<b>Gründe für die Reinigung von Rohölproduktionstanks .....</b>	<b>60</b>
2.4.1	Zustandsüberprüfung von außen nicht möglich .....	60
2.4.2	Reinigung in regelmäßigem Prüfintervall .....	60
2.4.3	Abgelagerte Ölschlämme .....	60
2.4.4	Korrosion und Leckagen von Rohölproduktionstanks .....	62
2.4.4.1	Ursachen der Korrosion.....	62
2.4.4.2	Einflussfaktoren.....	64
2.4.4.3	Korrosionsschutzmaßnahmen.....	65
2.4.4.3.1	Passiver Korrosionsschutz .....	65
2.4.4.3.2	Aktiver Korrosionsschutz .....	66
<b>2.5</b>	<b>Verwertung bzw. Entsorgung der Öldämpfe.....</b>	<b>67</b>
2.5.1	Öldämpfe nicht behandeln .....	68
2.5.2	Verbrennung der Öldämpfe nach den KERO - Verfahren .....	68
2.5.2.1	Ohne Nutzung der Verbrennungswärme und des Rauchgases .....	71
2.5.2.2	Nutzung der Verbrennungswärme, ohne Nutzung des Rauchgases .....	72
2.5.2.3	Nutzung der Verbrennungswärme und des Rauchgases.....	74
2.5.2.4	Emissionsminderung durch die KERO - Verfahren .....	75
2.5.2.5	Gasförmige Tankemissionen: Tankreinigung vs. Normalbetrieb.....	75

<b>2.6</b>	<b>Verwertung bzw. Entsorgung der Ölschlämme .....</b>	<b>77</b>
2.6.1	Aufbereitung und Verwertung.....	77
2.6.2	Entsorgung .....	79
2.6.2.1	Annahme durch den Entsorger .....	79
2.6.2.2	Eingangskontrolle.....	79
2.6.2.3	Grenzwerte .....	79
2.6.2.4	Entsorgungsverfahren.....	80
2.6.2.5	Kosten.....	80
2.6.3	Mikrobiologische Behandlung .....	80
<b>2.7</b>	<b>Erfahrungen aus Instandhaltungsmaßnahmen.....</b>	<b>81</b>
2.7.1	Beschreibung der Tanks .....	81
2.7.2	Chronologie.....	82
2.7.3	Analyse des Ölschlammes.....	82
2.7.4	Die Entleerung und Reinigung der Öltanks.....	83
2.7.5	Entsorgung der Ölschlämme .....	85
2.7.6	Reparatur des Reinöltanks.....	86
2.7.6.1	Schweißarbeiten am Reinöltank .....	86
2.7.6.2	Innenbeschichtung des Reinöltanks.....	87
2.7.7	Demontage des Settlingtanks .....	88
2.7.8	Neubau des Settlingtanks .....	89
2.7.9	Inbetriebnahme.....	90
<b>2.8</b>	<b>Investitionstätigkeiten .....</b>	<b>91</b>
2.8.1	Kostenabschätzung.....	91
2.8.1.1	Degressionsexponenten .....	91
2.8.1.2	Preisindizes.....	93
2.8.2	RAG – Beschaffungsrichtlinien .....	94
<b>3</b>	<b><i>Praktischer Teil: Anwendung an einem 1.000 m<sup>3</sup> Tank .....</i></b>	<b>95</b>
<b>3.1</b>	<b>Zentralstation Ried / Innkreis.....</b>	<b>95</b>
3.1.1	Anlieferung der Produktion.....	96
3.1.2	Abtransport des Reinöls .....	98
3.1.3	Abtransport des Produktionswassers.....	98
<b>3.2</b>	<b>Bauform des Settlingtanks ( 1.000 m<sup>3</sup> ).....</b>	<b>99</b>
<b>3.3</b>	<b>GSU - Schutzmaßnahmen.....</b>	<b>100</b>
3.3.1	GSU - Managementsystem.....	100
3.3.1.1	Sicherheits Certifikat Contractoren (SCC).....	101
3.3.1.2	Weitere Maßnahmen .....	101
3.3.2	Normalbetrieb der Anlage.....	102
3.3.2.1	Explosionsschutz .....	102
3.3.2.2	Brandschutz .....	106
3.3.3	Maßnahmen während der Instandhaltung .....	109

<b>3.4</b>	<b>Zustand des Settlingtanks ( 1.000 m<sup>3</sup> )</b> .....	<b>113</b>
3.4.1	Innenüberprüfung 1996.....	113
3.4.2	Schallemissionsanalyse 2005.....	114
3.4.3	Abgelagerte Ölschlämme.....	115
<b>3.5</b>	<b>Planung der Instandhaltungsmaßnahmen</b> .....	<b>116</b>
3.5.1	Tanküberprüfung zur Vorbeurteilung.....	116
3.5.2	Beurteilung der Rückstände.....	116
3.5.2.1	Öldämpfe.....	116
3.5.2.2	Ölschlämme.....	120
3.5.2.2.1	Schlammmenge.....	120
3.5.2.2.2	Schlammqualität.....	120
3.5.3	Maßnahmen zur Tankreinigung und zur Entsorgung der Reststoffe.....	121
3.5.3.1	Öldämpfe.....	121
3.5.3.2	Ölschlamm.....	121
3.5.3.2.1	Entfernung des Ölschlammes.....	121
3.5.3.2.2	Entsorgung der Ölschlammes.....	121
3.5.4	Planung der Tankreparatur.....	122
3.5.4.1	Gerüstbau.....	122
3.5.4.2	Entfernung der Beschichtung und Sandstrahlen.....	122
3.5.4.3	Innenbesichtigung und Beurteilung von Statik und Korrosion.....	122
3.5.4.4	Reparatur des Tanks.....	122
3.5.4.5	Innenbeschichtung.....	122
3.5.4.6	Abnahmeprüfung.....	122
3.5.5	Kostenabschätzung der Instandhaltungsmaßnahmen.....	123
<b>4</b>	<b>Ergebnis / Diskussion / Ausblick</b> .....	<b>126</b>
4.1	Bestehende Produktionstanks.....	126
4.2	Neu zu errichtende Produktionstanks.....	127
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>128</b>
5.1	Theoretischer Teil: Tankintegrität.....	129
5.2	Praktischer Teil: Anwendung an einen 1.000 m <sup>3</sup> Tank.....	129
<b>6</b>	<b>Verzeichnisse</b> .....	<b>130</b>
6.1	Literaturverzeichnis.....	130
6.2	Abkürzungsverzeichnis.....	136
6.3	Tabellenverzeichnis.....	141
6.4	Abbildungsverzeichnis.....	142
6.5	Gleichungsverzeichnis.....	144
<b>Anhang</b>	.....	<b>I</b>

# 1 Einleitung

## 1.1 Vorstellung des Unternehmens RAG

Da diese Arbeit in Zusammenarbeit mit der Fa. Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) entstanden ist, folgt eine kurze Vorstellung des Unternehmens.

### Gründung

Die RAG wurde 1935 von der heutigen Exxon Mobil Corporation und der heutigen Royal Dutch/Shell gegründet. Die RAG ist somit das älteste bestehende österreichische Unternehmen zur Erdölsuche und – Förderung. [1]

### Eigentümer

Die heutigen Eigentumsverhältnisse sind in der Abbildung 1 ersichtlich. [1]

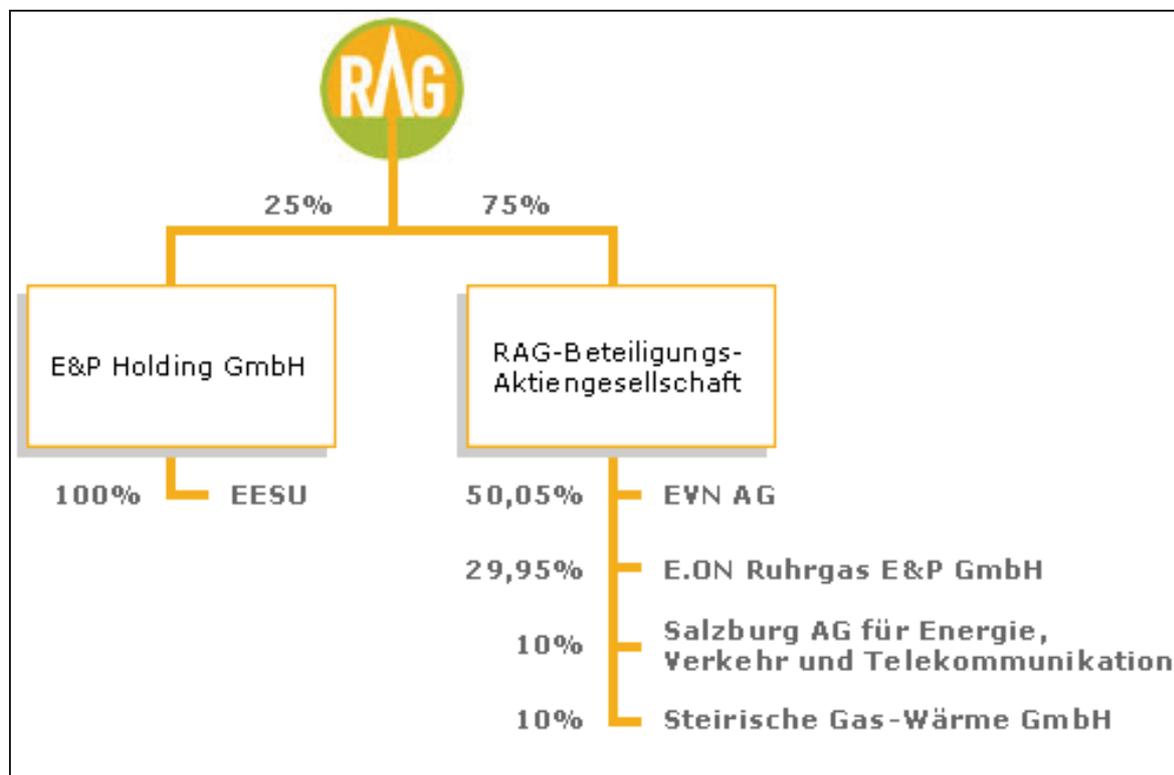


Abbildung 1 Eigentümer der RAG [1]

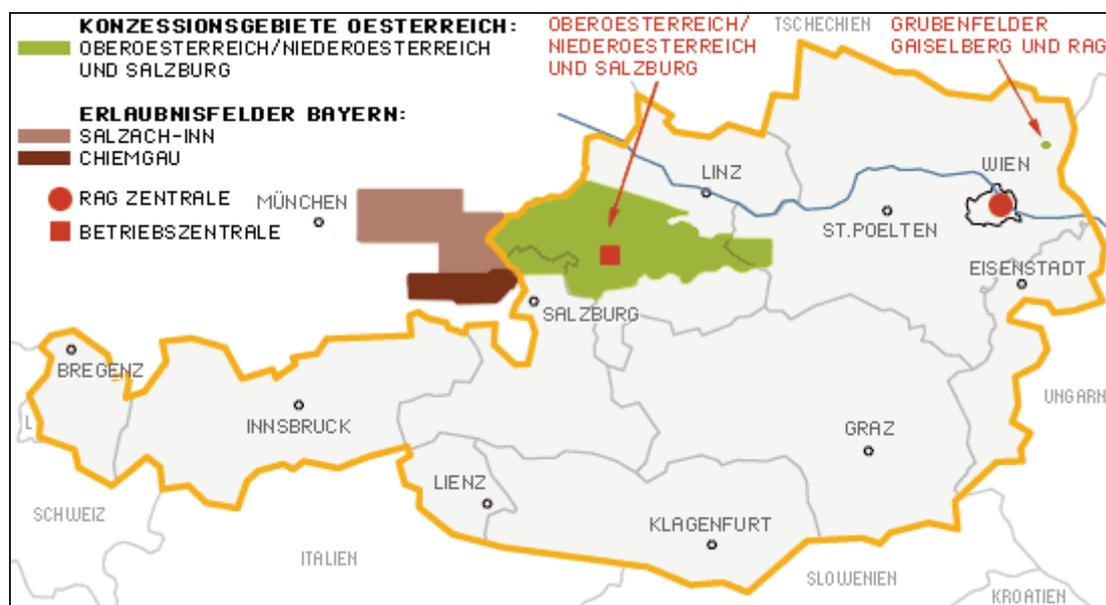
### Tätigkeitsbereiche und Leistungskennzahlen

Heute beschäftigt sich die RAG mit Exploration (Aufsuchung von Lagerstätten), Produktion (Förderung) und Lagerung von Erdöl bzw. Speicherung von Erdgas. Die Rohölfördermenge betrug im Jahr 2007 98.982 to, an Naturgas wurden 535,5 Mio. Nm<sup>3</sup> gefördert. [1]

Die **Konzessionsgebiete bzw. Erlaubnisfelder** der RAG liegen in Österreich und Deutschland und haben Flächen von:

- ✂ 4.859,5 km<sup>2</sup> in Oberösterreich und Niederösterreich,
- ✂ 288 km<sup>2</sup> in Salzburg,
- ✂ 2.119 km<sup>2</sup> in Salzach-Inn und
- ✂ 781 km<sup>2</sup> in Chiemgau.

[1]



**Abbildung 2 Konzessionsgebiete und Erlaubnisfelder der RAG [1]**

### Erdgasproduktion

Die RAG verkauft mehr als 1.000.000 Nm<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr an in- und ausländische Kunden und zählt damit zu den bedeutendsten Gasversorgern Österreichs. [1]

### Erdgasspeicherung

80% des Erdgases, welches in Österreich verbraucht wird stammt aus Importen. Die Anlieferung erfolgt annähernd konstant, der Verbrauch ist allerdings saisonabhängig. Deshalb werden alte Lagerstätten als Erdgasspeicher verwendet. Der Erdgasspeicher in Puchkirchen besitzt ein Arbeitsvolumen von 850 Mio. Nm<sup>3</sup> und eine Ein- bzw. Ausspeicherleistung von 400.000 Nm<sup>3</sup>/h. Jener, sich im Bau befindliche, in Haidach wird der zweitgrößte Mitteleuropas werden und ein Arbeitsvolumen von 2.400 Mio. Nm<sup>3</sup> mit einer Ein- bzw. Ausspeicherleistung von 1 Mio. Nm<sup>3</sup>/h besitzen. [1]

### **Gasversorgung**

Die RAG bietet als Abhilfe bei Gas - Engpässen eine Versorgung mit Compressed – Natural - Gas an. Diese Versorgung kann mit LKW - Sattelzügen oder Flaschenbündeln erfolgen. [1]

### **Rohölproduktion in Österreich**

In Ober- und Niederösterreich werden jährlich rund 100.000 to an Erdöl produziert. Die niederösterreichische Produktion gelangt mittels Pipelinenetz in die Raffinerie Schwechat. Die oberösterreichische Produktion wird auf Eisenbahnkesselwaggons verladen, damit erfolgt der Transport in die Raffinerie. [1]

### **Rohöllagerung in Österreich**

Die RAG verfügt über eine Gesamtlagerkapazität von 260.000 to und bietet die gesetzlich vorgeschriebene Haltung von Mindestvorräten, als Dienstleistung, an. [1]



**Abbildung 3**      **60.000 m<sup>3</sup> Lagertanks in Kremsmünster, Oberösterreich [1]**

## 1.2 Begriffsbestimmungen

### Instandhaltung

Unter Instandhaltung versteht man die Gesamtheit aller Maßnahmen zur Bewahrung und Wiederherstellung des Soll - Zustandes (Wartung und Reparatur) sowie zur Feststellung und Beurteilung des Ist - Zustandes (Inspektion).

### Öldämpfe

Öldämpfe sind leicht flüchtige, gasförmige Kohlenwasserstoffe (KW), welche sich, im Rohöltank, über den flüssigen Phasen befinden bzw. zurückbleiben, wenn die flüssigen Phasen abgelassen wurden. Öldämpfe haben eine ähnliche Zusammensetzung wie die Erdölbegleitgase.

### Ölschlämme

Die pastösen bis festen Sedimente am Boden von Rohöltanks werden Ölschlämme genannt. Sie bestehen aus Paraffinen, Asphaltene, Rostpartikeln und Sand.

### Produktionswasser

Jenes Wasser, welches zusammen mit Erdöl und Erdölbegleitgas zutage gefördert wird, nennt man Produktionswasser. Das Produktionswasser wird nach der Abscheidung, in den Produktionstank, in Lagerstätten verpresst.

### Reinöl

Wenn das Rohöl von Erdölbegleitgasen und Produktionswasser separiert wurde, dann spricht man auch von Reinöl.

### Tankintegrität

Integrität bedeutet allgemein Makellosigkeit, Vertrauenswürdigkeit oder Zuverlässigkeit. Unter Tankintegrität ist das gesetzeskonforme und technisch einwandfreie Errichten, Betreiben und Instandhalten von Tanks zu verstehen.

## 1.3 Problemstellung

Diese Arbeit befasst sich mit der Instandhaltung und Reinigung von Rohölproduktionstanks der RAG. Das sind zylindrische, oberirdische Stahltanks mit Volumina von 100 bis 2.000 m<sup>3</sup>. Diese Öltanks müssen im Laufe ihres Bestehens immer wieder geöffnet und gereinigt werden.

Die **Anlässe für solche Reinigungen** können vielfältig sein:

- ✘ Die Funktionsweise des Öltanks wird durch die Ablagerung von Ölschlämmen und Verunreinigungen beeinträchtigt.
- ✘ Eine Reparatur von innen ist erforderlich.
- ✘ Eine Zustandüberprüfung von außen ist zu wenig aussagekräftig.
- ✘ In der Vergangenheit strebte die RAG, aus verfahrenstechnischen Gründen, von sich aus an, Revisionen im Intervall von höchstens zehn Jahren durchzuführen.

Die Flüssigkeit kann meist problemlos aus den Tanks abgepumpt werden. Hingegen stellen sich die Ausbringung der Öldämpfe und der festen Ablagerungen aufwendiger dar.

Bei der Öffnung von Tanks entweichen gasförmige Kohlenwasserstoffe (KW) in die freie Atmosphäre. Dieser Zustand ist vom energetischen und umwelttechnischen Standpunkt aus gesehen nicht optimal und führt auch zur Geruchsbelästigung eventuell vorhandener Anrainer.

Die festen Ablagerungen in Produktionstanks bestehen aus Rostpartikeln des Tanks, aus Sandpartikeln der Ölproduktion, aus verschiedenen KW (auch Benzolen) und aus gestockten Paraffinen und Asphaltene. Diese Paraffine und Asphaltene machen vor allem Probleme, wenn die Tankreinigung bei geringen Außentemperaturen durchgeführt wird.

**Konkrete Probleme**, die nicht die Regel sind, aber bei bereits durchgeführten früheren Tankreinigungen auftraten:

- ✘ Der Schlammkörper war so fest, dass ihn die beauftragte Reinigungsfirma nicht aus dem Tank entfernen konnte. Es musste eine Spezialfirma angefordert werden, was den Zeitplan und das Budget nachträglich belastete.
- ✘ Ein, über 40 Jahre alter, Tank war durch Korrosion in einem so schlechten Zustand, dass bereits tragende Teile des Daches in den Tank hinein gefallen waren. Dies wurde erst im Laufe der Reinigung bemerkt. Eine von vorneherein nicht geplante Liquidation und Erneuerung musste durchgeführt werden.
- ✘ Während der Verbrennung der Ölschlämme, in einer Müllverbrennungsanlage (MVA), wurden minimalste Dosen an Radioaktivität im Rauchgas festgestellt. Trotzdem mussten die Reinigungsarbeiten unterbrochen werden und sowohl Zeitplan als auch Finanzen des Projektes wurden zusätzlich strapaziert.



## 1.4 Zielsetzung

Das Ziel ist es, eine verfahrenstechnisch, ökonomisch und ökologisch optimierte Reinigungs- und Instandhaltungsstrategie auszuarbeiten. Dieses Ziel wird im Hinblick auf den Stand der Technik und, eventuell künftig verpflichtende, umweltschonendere Verfahren verfolgt.

Vor allem die praktischen Erfahrungen, die bei bereits durchgeführten Reinigungen und Reparaturen gemacht wurden, sollen berücksichtigt werden.

### 1.4.1 Theoretischer Teil: Tankintegrität

Der theoretische Teil (Kapitel 2) der Arbeit soll eine allgemeine Abhandlung über Tanks, die Grundlagen der Anlageninstandhaltung, gesetzliche Rahmenbedingungen für den Tankbetrieb und Betrachtungen von Reinigungsverfahren beinhalten. Außerdem sollen GSU (Gesundheit, Sicherheit und Umweltschutz) – Maßnahmen und Erfahrungen von bereits durchgeführten Reinigungen und Reparaturen angeführt werden. Soweit es sinnvoll erscheint wird auch ein etwaiger Zeit- und Kostenrahmen für diverse Tätigkeiten angegeben.

Es soll auch eine Ablaufplanung zur Produktionstank - Instandhaltung erstellt werden. Darin sind die Anlässe, zur Einleitung von Instandhaltungsmaßnahmen, und die daraus resultierenden Abläufe angeführt.

### 1.4.2 Praktischer Teil: Anwendung an einen 1.000 m<sup>3</sup> Tank

Im praktischen Teil (Kapitel 3) soll für einen 1.000 m<sup>3</sup> Settlingtank der RAG, in Ried im Innkreis, in Oberösterreich, eine Tankreinigung praktisch durchgeplant werden. Dabei wird ein besonderes Augenmerk auf GSU gelegt.

Die **wesentlichen Punkte** dabei sind:

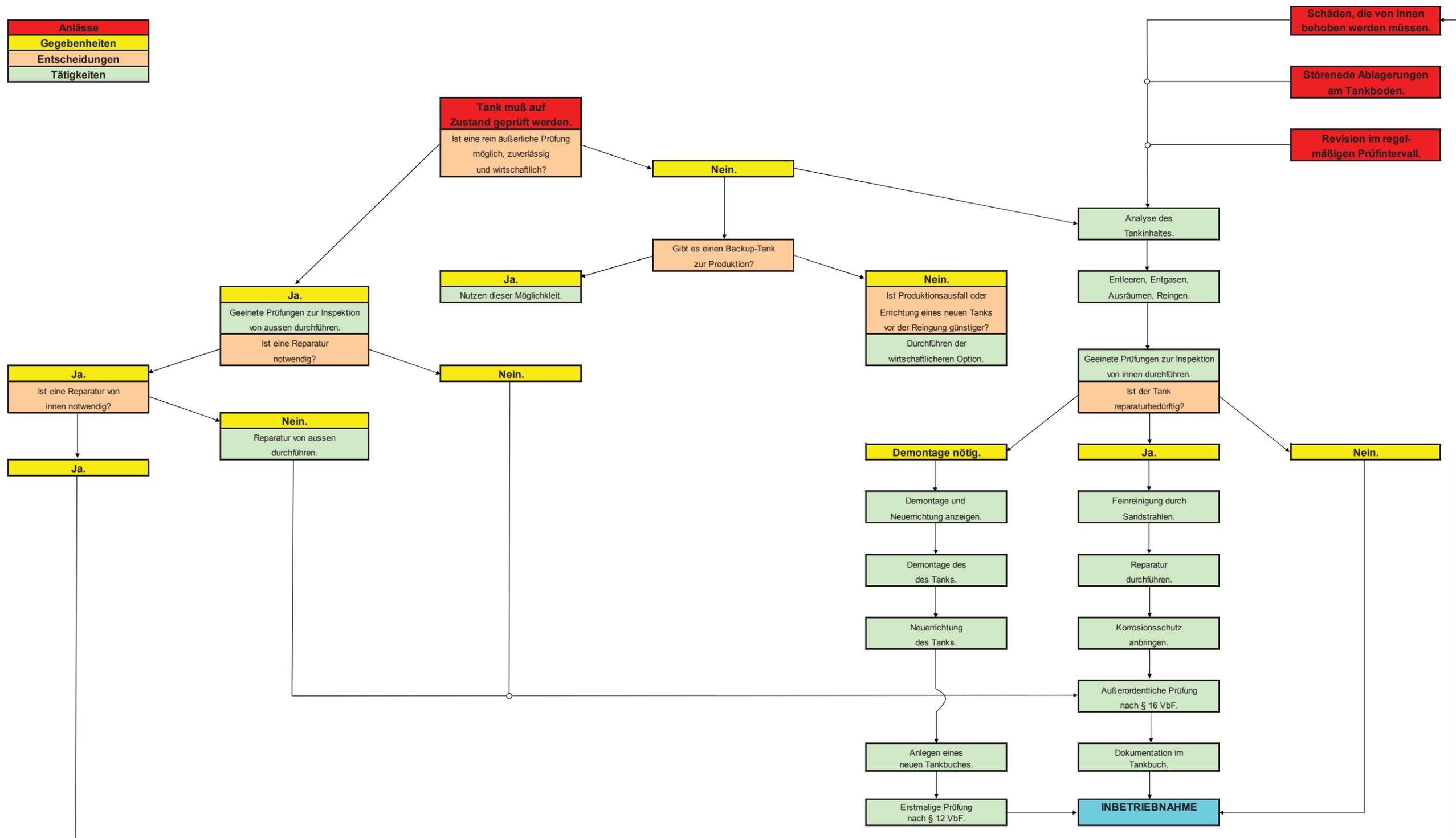
- ⌘ Angabe des Grundes für die Tankreinigung.
- ⌘ Vorbeurteilung des Tankzustandes (sind Reparaturen oder ein Demontage nötig?).
- ⌘ Im Falle einer erforderlichen Tankreinigung:
  - Beurteilung der Rest - Tankinhaltsstoffe (Quantität und Qualität von Öldämpfen und Ölschlämmen).
  - Auswahl des optimalen Reinigungsverfahrens.
  - Planung der Reparatur bzw. Demontage und Neuerrichtung.

Dabei soll auch die Marktsituation (welche Auftragnehmer für welche Tätigkeiten) der Auftragsvergabe beschrieben werden. Außerdem soll der finanzielle Aufwand und für die verschiedenen Tätigkeiten größenordnungsmäßig angegeben werden.



### 1.4.3 Planung der Reinigung und Instandhaltung von Rohölproduktionstanks

Die besagte Ablaufplanung zur Reinigung und Instandhaltung von Rohölproduktionstanks ist hier angeführt.



## 2 Theoretischer Teil: Tankintegrität

### 2.1 Allgemeines zu Tanks in der Rohölproduktion

Zur Lagerung von Flüssigkeiten oder verflüssigtem Gas werden stehende oder liegende, zylindrische oder kugelförmige, ober- oder unterirdische ortsfeste Behälter aus Stahl oder Stahlbeton verwendet. Diese werden als Tanks bezeichnet und haben Volumina von 10 bis 100.000 m<sup>3</sup>. [2]

Diese Arbeit befasst sich mit stehenden, zylindrischen, oberirdischen, aus Stahl gefertigten, einwandigen Tanks mit Festdächern, zur Rohölproduktion.

#### 2.1.1 Unterteilung der Tanks

Die Unterteilung kann nach den oben angesprochenen Kriterien: Inhalt, Form, Errichtung oberirdisch oder unterirdisch, Werkstoff, Volumen oder Funktion bzw. Aufgabe der Tanks erfolgen.

Außerdem ist eine Unterteilung der Tanks nach verschiedenen baulichen Eigenheiten, die im Folgenden aufgelistet wurden, möglich. Dies sind: Dachkonstruktion, Bodenkonstruktion und Art der Beheizung des Tankinhaltes.

##### 2.1.1.1 Werkstoffe

Je nach Verwendungszweck werden Tanks aus verschiedenen Werkstoffen hergestellt.

Der klassische Erdöltank wird aus Stahl gefertigt und, als Vorbeugung gegen Korrosionsschäden, mit einer Innenbeschichtung versehen.

In Chemie- und Lebensmittelbetrieben kommen vielfach teure, nicht rostende Stähle zum Einsatz. Die Gründe dafür können stark korrosive Medien oder Hygienevorschriften sein.

Kleinere Tanks, die oberirdisch errichtet werden, z.B. Heizöltanks in Wohnhäusern oder Wassertanks, können auch aus Kunststoffen oder glasfaserverstärkten Kunststoffen gefertigt werden. Diese Variante bringt Gewichtseinsparungen und ist unempfindlich gegen Korrosionen.

Größere unterirdische Tanks, z.B. zur Trinkwasserbevorratung, können in Stahlbeton ausgeführt werden. Diese massive Ausführungsform ermöglicht eine große Deckenbelastung, der Tanks.



## 2.1.1.2 Aufgaben von Tanks

### 2.1.1.2.1 Lagertank

Diese haben lediglich die Aufgabe, den Inhalt zu bevorraten. Verwendung finden sie z.B. als Puffer vor bzw. nach einer Raffinerie oder als Speicher für gesetzlich vorgeschriebene Mindestvorräte an Mineralölen. Siehe dazu Abbildung 3 in der Einleitung.

### 2.1.1.2.2 Produktionstank

Die Ölproduktion von mehreren Ölsonden wird über Rohrleitungen zu so genannten Satellitenstationen geleitet. Von diesen Satellitenstationen aus führen entweder Leitungen zu Zentralstationen, oder das Rohöl wird in Tanks gesammelt und mittels LKW zu den Zentralstationen transportiert. Manche der Sattelitenstationen sind mit Separator und Settlingtanks ausgestattet, dann wird entgastes und entwässertes Öl in die Zentralstation geliefert.

Wie der Abbildung 4 ersichtlich ist, besteht eine solche Zentralstation im Wesentlichen aus drei Produktionstanks: dem Settlingtank, dem Reinöltank und dem Wassertank.

Es handelt sich um oberirdische, zylindrische, einwandige, isolierte und beheizbare Festdachtanks mit Flachböden auf Betonfundamenten. Sie werden an der Baustelle aus Zylinderschüssen zusammengesweißt. Die Wandstärke nimmt von unten nach oben ab, da in größerer Höhe ein geringerer hydrostatischer Druck herrscht.

Die Tanks sind von Auffangwannen umgeben, die 100% aller Tankvolumina aufnehmen können. [3], [4]

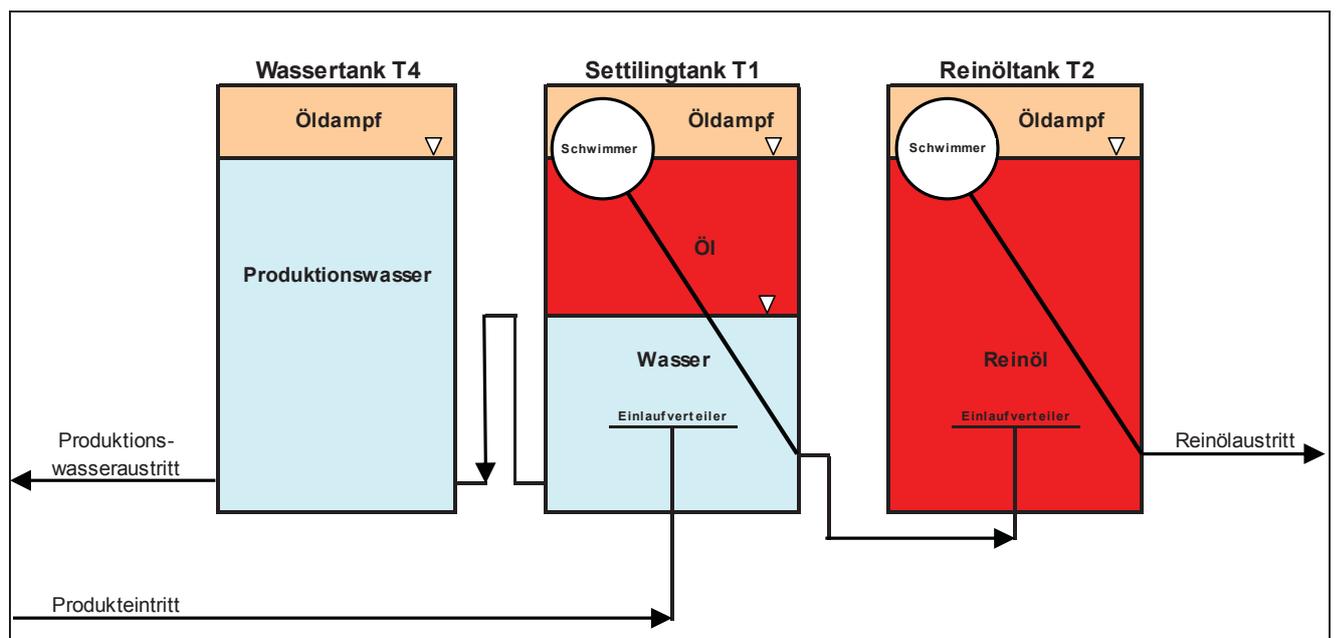


Abbildung 4 Funktionsweise der Produktionstanks einer Zentralstation [3], [4]

Da die Trennung von Rohöl und Wasser bei Temperaturen von ca. 35 bis 40°C optimal abläuft, sind Produktionstanks meist beheizbar und isoliert ausgeführt.

Auf den Festdächern der Tanks ist jeweils ein Atmungsventil zum Druckausgleich für Füllstandsänderungen und Temperaturänderungen angebracht. Diese Atmungsventile arbeiten in einem Druckbereich von – 10 mbar bis + 20 mbar und sind als Flammenrückschlagsicherungen ausgeführt. Bei sehr gasreichen Ölen können die Gase aus den Atmungsventilen gesammelt und zusammen mit den Gasen aus dem Separator verwertet werden.

Die Festdächer sind außerdem mit Berstscheiben ausgestattet die bei unter -15 mbar bzw. über +40 mbar reißen. Dadurch wird eine sofortige Druckentlastung, im Falle einer Explosion, sichergestellt.

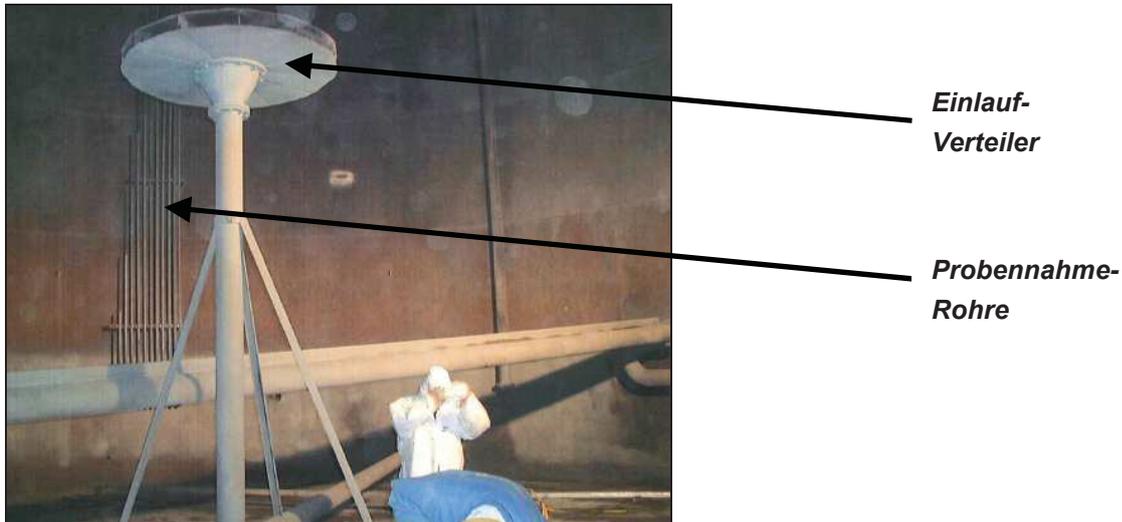
Mit Hilfe von Probennahmerohren ist es möglich, Flüssigkeitsproben aus den verschiedenen Höhen der Tanks zu ziehen. Die Probennahmerohre habe an der Oberseite offene Enden und ragen in verschiedene Höhen. Alle Rohre werden etwa 1 m über dem Tankboden, an die Tankaußenseite geführt.

Die Produktionstanks bei der RAG werden mit Nummern gekennzeichnet, welche Auskunft über die zugeordnete Funktion geben. T1 steht für Settlingtank, T2 für Reinöltank, T4 für Wassertank und T3 für einen eventuell vorhandenen zweiten Wassertank. [3], [4]

Meist haben diese Tanks gleiche Durchmesser und Höhen. Ein Tank mit 1.000 m<sup>3</sup> Inhalt misst 11 mal 11 m, einer mit 2.000 m<sup>3</sup> Inhalt hat die Abmessungen 14 mal 14 m.

### 2.1.1.2.2.1 *Settlingtank*

Das Rohöl wird, wie in der Abbildung 5 ersichtlich, über einen Einlaufverteiler radial im Settlingtank verteilt. Dieser Verteiler befindet sich in der Höhe über der Wasser- und unter der Mischphase. Der Einlaufverteiler kann auch an der Tankwand angebracht sein und das eintretende Medium über einen breiten Winkel verteilen.



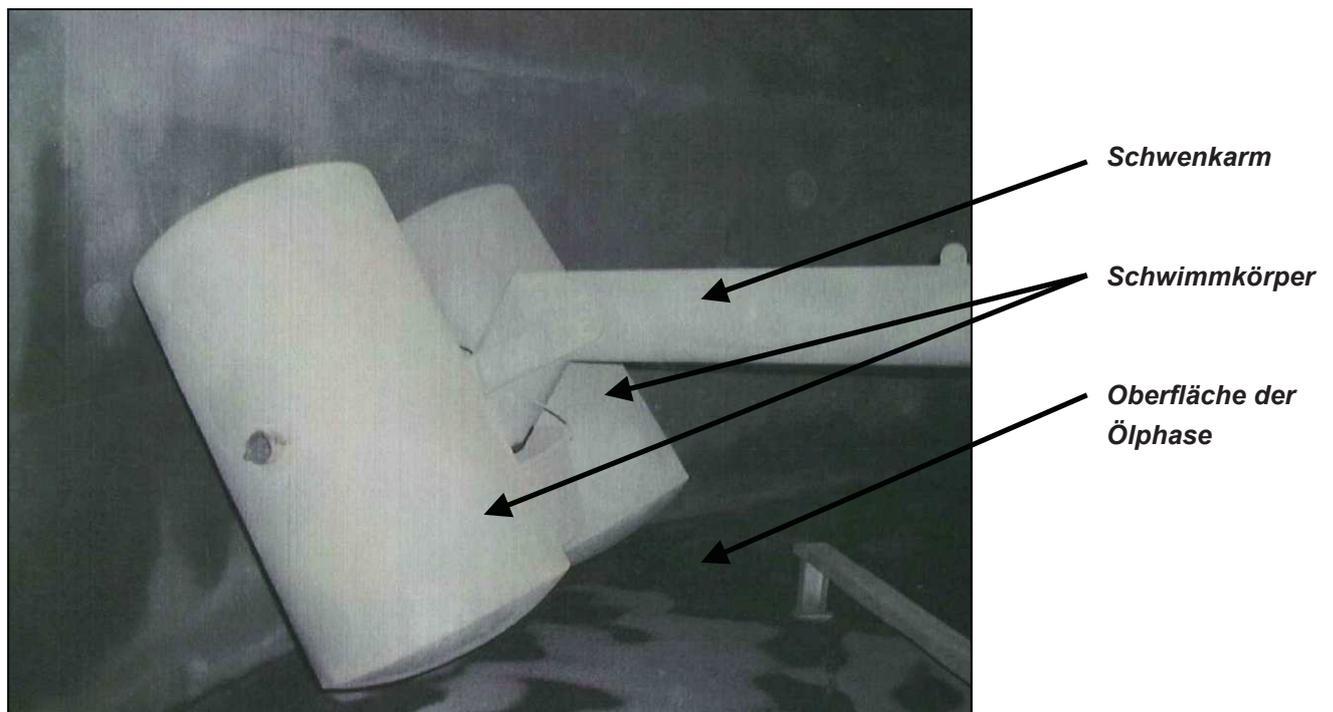
**Abbildung 5** *Innenansicht des Settlingtanks Voitsdorf [5]*

Da Rohöl (ca. 0,8 bis 0,9 kg/m<sup>3</sup>) eine geringere Dichte als Wasser (ca. 1 kg/m<sup>3</sup>) aufweist erfolgt durch die Schwerkraft eine Trennung in eine Reinöl- und eine Wasserphase. Durch Zugabe von Chemikalien, dem Spalter (Emulsionsspalter) und dem Bakterizid (Bakterien stören die Öl-Wasser-Trennung), wird das Trennverhalten verbessert. [3], [4]

#### 2.1.1.2.2.2 Reinöltank

Die Ölphase wird im oberen Bereich des Settlingtanks durch einen Schwimmer an einem Schwenkarm abgezogen und in den Reinöltank geleitet. Der immer noch enthaltene Wasseranteil setzt sich jetzt am Boden des Reinöltanks ab. Um möglichst wasserfreies Reinöl aus dem Reinöltank zu entnehmen erfolgt auch diese Entnahme über einen Schwimmer an einem Schwenkarm. [3], [4]

Von diesem Reinöltank aus wird das Rohöl, je nach Standort, per Eisenbahnwaggon oder Pipeline in die Raffinerie transportiert.



**Abbildung 6**      **Ölentnahmevorrichtung [5]**

### 2.1.1.2.2.3 Wassertank

Die Wasserphase wird vom Boden des Settlingtanks abgezogen und über einen Steigrohr an der Tankaußenseite geleitet. Vom höchsten Punkt dieses Steigrohres, dessen Höhe die Höhe der Trennschicht zwischen Öl und Wasser beeinflusst, führt eine Rohrleitung in den Wassertank. Das so genannte Produktionswasser wird in Bodennähe des Tanks abgezogen und von dort in geeignete Lagerstätten verpresst (Restölgehalt im einstelligen ppm-Bereich). Dadurch kann der Druck in den Lagerstätten gesteigert werden, um die Öl - Ausbeute, der Lagerstätte, zu erhöhen.

Der Wassertank ist im Normalbetrieb nicht ganz gefüllt, um auf kurzzeitige Produktionssteigerungen reagieren zu können. In den Wassertank gelangtes Öl wird einige male pro Jahr über den Ölüberlauf zurück in den Settlingtank gefördert. Dies erfolgt durch absichtliches und kontrolliertes Überfüllen des Wassertanks. [3], [4]

Die Settling- und Reinöltanks sind oftmals baugleich, jedenfalls aber so ausgeführt, dass während des Betriebsstillstandes oder nach der Demontage eines Settlingtanks der Reinöltank temporär als Settlingtank arbeiten kann. Keiner der drei Tanks ist redundant ausgeführt, da ein einzelner Tank, nach mehreren Maßnahmen, die ganze Aufgabe übernehmen kann. In diesem Fall arbeitet dieser einzelne Tank als Settlingtank. Der Nachteil besteht dann darin, dass in der Zentralstation keine Pufferung und keine zweite Absetzung von Reinöl und Wasser möglich sind. [3], [4]

Die folgende Abbildung stellt stark vereinfacht den Gesamtprozess zur Rohölentwässerung, in einer Zentralstation, dar.

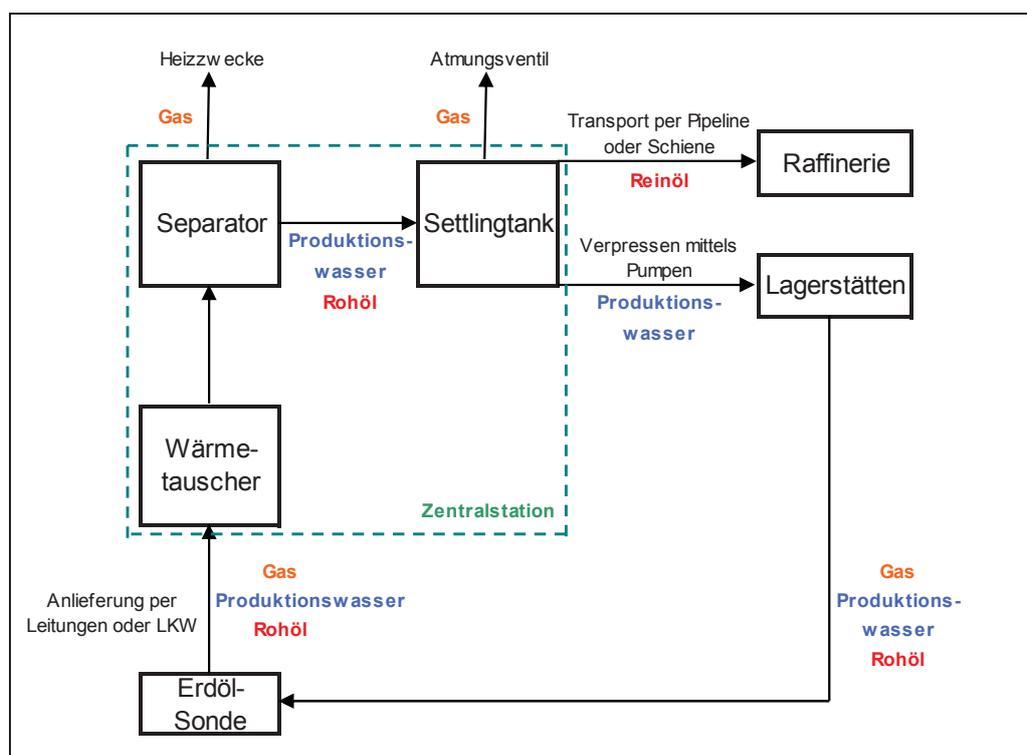


Abbildung 7 Schema der Rohölentwässerung [3], [4]

### 2.1.1.3 Arten von Dachkonstruktionen

#### 2.1.1.3.1 Festdachtank

Diese haben wegen des Gasraumes über dem Flüssigkeitsspiegel merkliche Verdunstungsverluste, die vom Dampfdruck der gelagerten Flüssigkeit abhängen. Sie sollten für leichtflüchtige Flüssigkeiten daher nicht verwendet werden. Vorteilhaft ist die Einfachheit dieser Bauweise. Bei Tanks bis zu einem Durchmesser von etwa 10 m können selbst tragende Dachkonstruktionen verwendet werden, siehe Abbildung 8. Dabei ist zu beachten, dass das Kalottendach stabiler aber teurer ist, als das Kegeldach.

Bei größeren Durchmessern wird meist eine Mittelstütze verwendet. Bei über 20 m Durchmesser werden mehrere Unterstützungen eingesetzt, siehe Abbildung 9. [2]

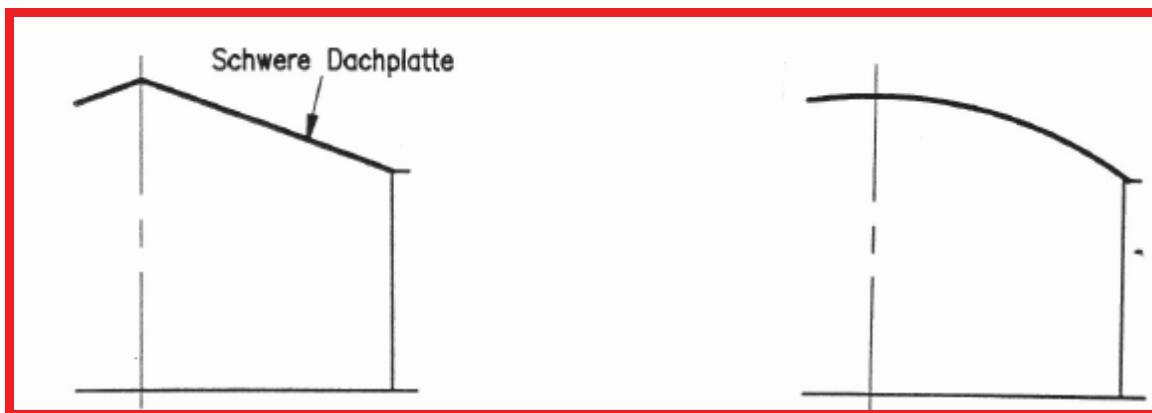


Abbildung 8 Kegeldach und Kalottendach [2]

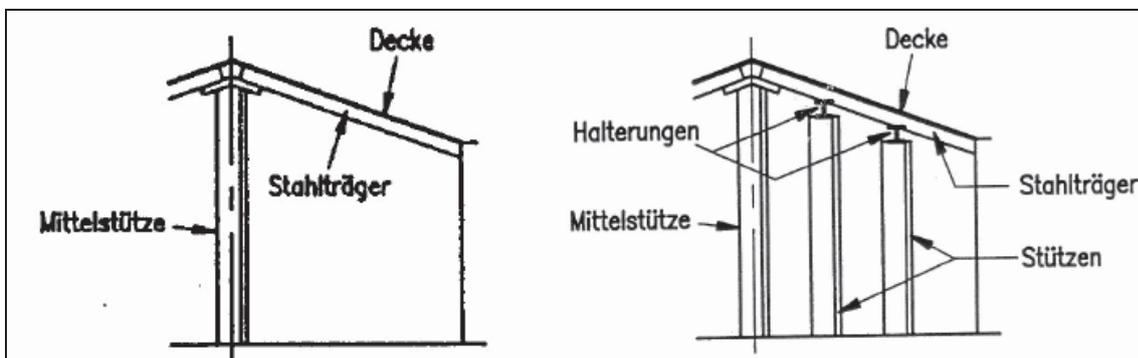


Abbildung 9 Mittelstütze und Mehrfachunterstützung [2]

### 2.1.1.3.2 Schwimmdachtank

Nachdem sich das Dach auf der Flüssigkeit abstützt, sind diese Tanks praktisch immer ganz voll und es gibt daher keinen Gasraum über dem Flüssigkeitsspiegel. Diese Tanks haben deutlich geringerer Verdunstungsverluste als Festdachtanks, da Verdunstung nur durch Undichtheiten im Ringraum (zwischen Deckel und Tankwand) auftreten kann. Schwimmdachtanks stellen aufwendigere und damit teurere Konstruktionen, als Festdachtanks, dar. Bei kleineren Tanks verwendet man konzentrische Schwimmkörper (Abbildung 10, links), bei größeren Tanks Mehrkammerschwimmkörper (Abbildung 10, rechts). [2]

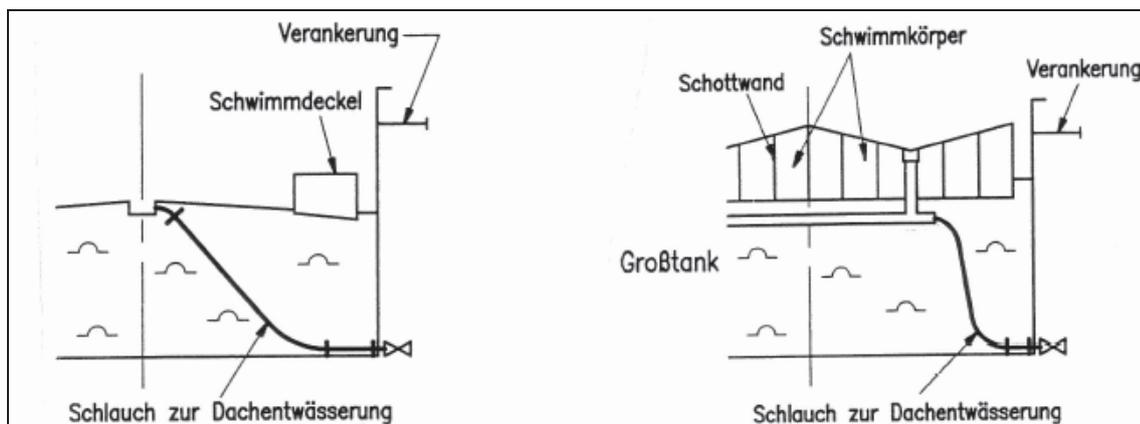


Abbildung 10 Schwimmdachtanks [2]

### 2.1.1.3.3 Schwimmdeckeltank

Eine weitere Möglichkeit der Dachkonstruktion stellt der Schwimmdeckel nach der Abbildung 11 dar. Das Prinzip beruht auf einer gasdichten Sperrflüssigkeit (z.B. Wasser) in einem Doppelmantel und einem schwimmenden Deckel. [2]

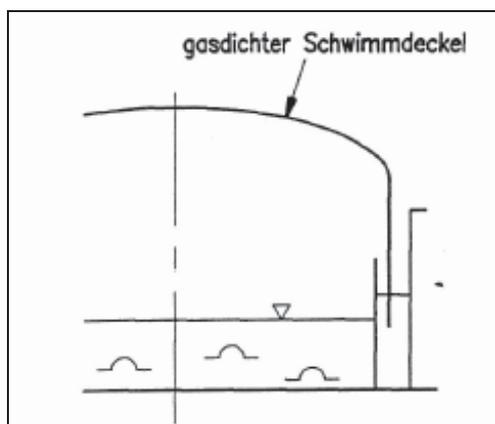


Abbildung 11 Schwimmdeckeltank [2]

### 2.1.1.4 Arten von Bodenkonstruktionen

Je nachdem welche Form und Neigung der Tankboden besitzt und wie die Auffangwannen im Entleerungsbereich ausgeführt sind unterscheidet man die nachfolgenden Bodenkonstruktionen (siehe Abbildung 12 bis Abbildung 16). Die Art der Bodenkonstruktion hat Auswirkungen auf die Entleerung im Normalbetrieb und die vollständige Entleerung, über den tiefsten Punkt des Tanks (Entwässerung, Reinigung oder Reparaturfall). Bei der Auswahl sind die unterirdischen Konstruktionen und die Länge der Entleerungsleitungen zu berücksichtigen. [2]

#### 2.1.1.4.1 Flachboden

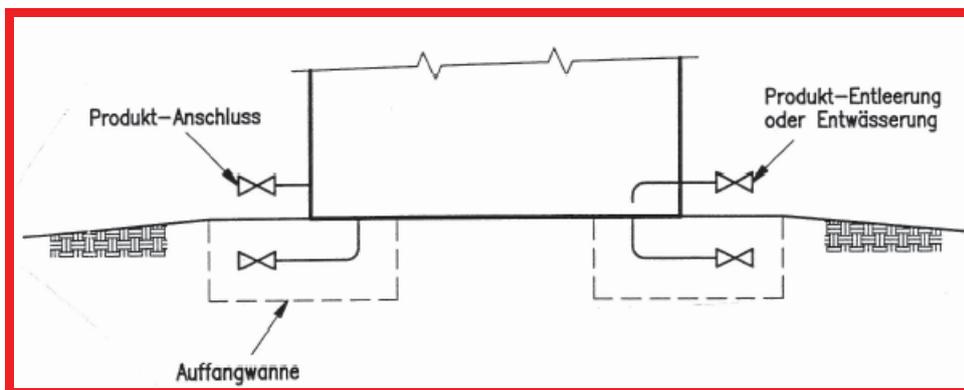


Abbildung 12 Flachboden [2]

#### 2.1.1.4.2 Schrägboden

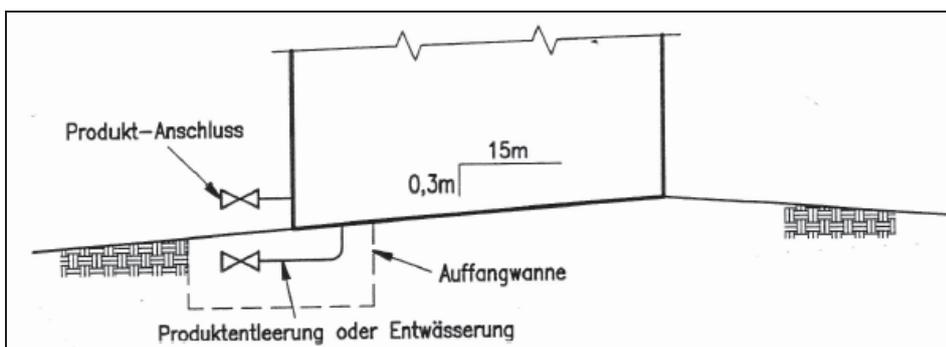


Abbildung 13 Schrägboden [2]

### 2.1.1.4.3 Außenablaufkegelboden

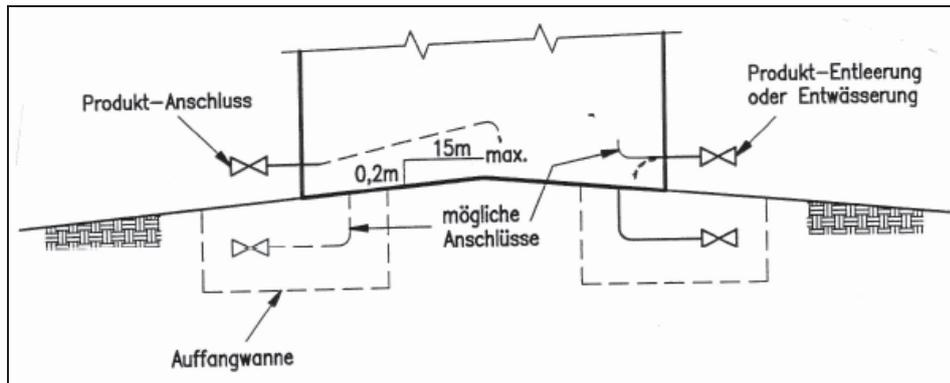


Abbildung 14 Außenablaufkegelboden [2]

### 2.1.1.4.4 Mittelablaufkegelboden

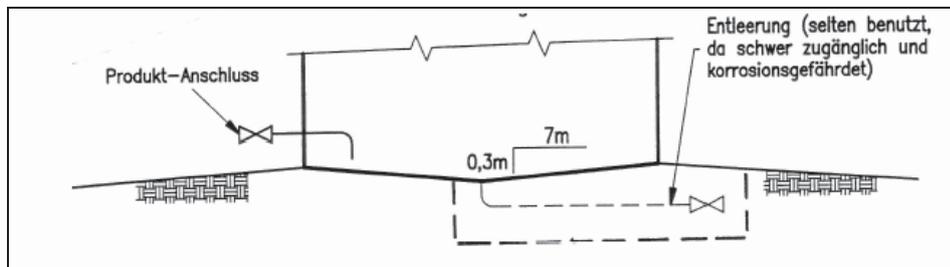


Abbildung 15 Mittelablaufkegelboden [2]

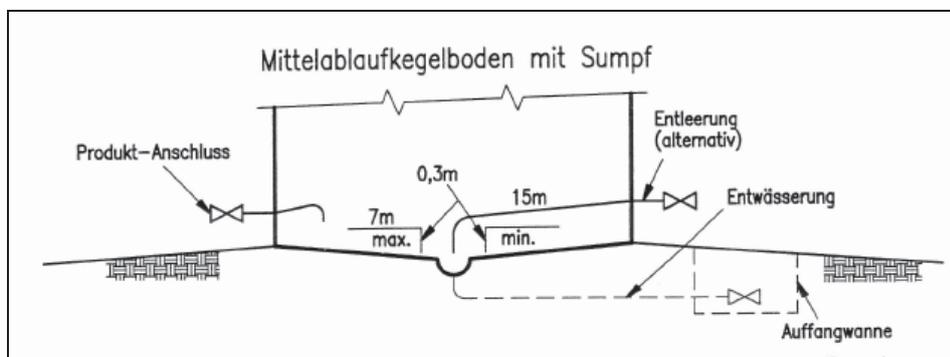


Abbildung 16 Mittelablaufkegelboden mit Sumpf [2]

### 2.1.1.5 Arten von Tankheizungen

Um ein Einfrieren des Tankinhaltes zu verhindern oder hochviskose Flüssigkeiten pumpfähig zu machen, ist, bei Bedarf, eine Möglichkeit zur Aufheizung des Tankinhaltes vorzusehen. In den folgenden Abbildungen sind Dampfheizungen dargestellt, wobei „K“ den Kondensatabscheider kennzeichnet. In der Praxis kommen aber auch Heißwasserheizungen zum Einsatz. [2]

Vereinfacht sind folgende beiden Grundtypen zu unterscheiden, diese können in verschiedensten Arten und Formen ausgeführt werden.

#### 2.1.1.5.1 Externer Wärmetauscher

Externe Wärmetauscher können auch nachgerüstet werden und haben den Vorteil der leichten Zugänglichkeit im Falle einer Reparatur. Der Nachteil liegt bei den hohen Investitionskosten und dem schlechteren Wirkungsgrad. [2]

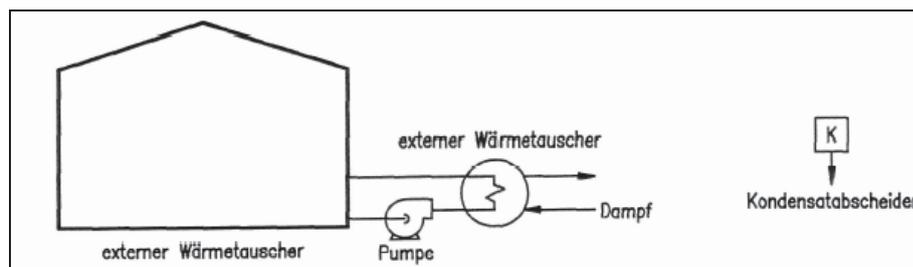


Abbildung 17 Externer Wärmetauscher [2]

#### 2.1.1.5.2 Interner Wärmetauscher

Interne Wärmetauscher verursachen durch den thermischen Auftrieb einen Rühreffekt, sind außerdem preisgünstig und sehr wirkungsvoll. Demgegenüber stehen die schwierigen Wartungs- und Reparaturmöglichkeiten. Außerdem verunreinigen Leckagen den Tankinhalt und sind von außen schwer zu erkennen. [2]

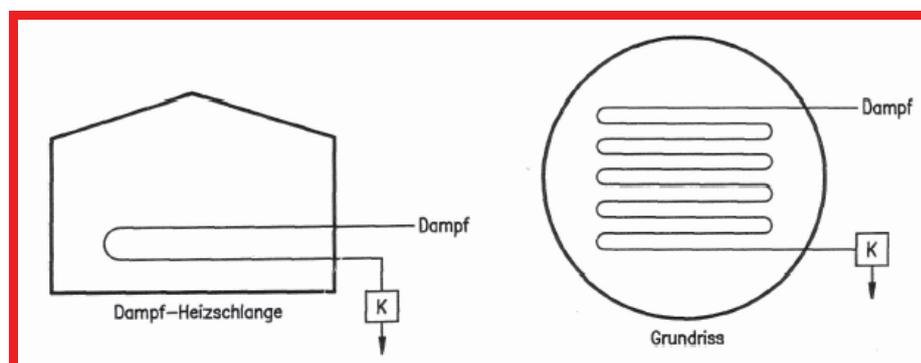


Abbildung 18 Interner Wärmetauscher [2]

## 2.1.2 Mindestabstände zu Tanks

Werden brennbare Flüssigkeiten in freistehenden Tanks gelagert, so sind besondere Sicherheitsvorschriften einzuhalten. Die Einteilung der brennbaren Flüssigkeiten erfolgt mittels Gefahrenklassen. Klasse A beinhaltet Flüssigkeiten die nicht oder nur begrenzt mit Wasser mischbar sind. Klasse B Flüssigkeiten, die in jedem Verhältnis mit Wasser mischbar sind. Außerdem wird der Flammpunkt (Gas über der Flüssigkeit lässt sich durch einen Funken entzünden, Erlöschen nach Entfernung der Zündquelle) in die Einteilung der Gefahrenklassen miteinbezogen. In Abhängigkeit von Gefahrenklasse und Lagermenge sind Mindestabstände zu angrenzenden Anlagen einzuhalten (Schutzstreifen). [2]

**Tabelle 1** Einteilung der Gefahrenklassen [2]

Gefahrenklasse	Flammpunkt	
	[K]	[°C]
A I, B I	< 294	< 21
A II, B II	< 328, ≥ 294	< 55, ≥ 21
A III	< 373, ≥ 328	< 100, ≥ 55

**Tabelle 2** Erforderliche Schutzstreifenbreite [2]

Gefahrenklasse			Ausführungsform	
A I	A II	A III	Festdachtanks ohne Inertgas	Festdachtanks mit Inertgas
	B II	B II		Schwimmdachtanks
				Tanks mit Doppelwand
Lagermenge [m <sup>3</sup> ]			Mindestbreite des Schutzstreifens [m]	
≤ 10	≤ 50	≤ 100	0	0
> 10	> 50	> 100	5	5
> 25	> 125	> 250	10	7,5
> 100	> 500	> 1.000	20	15
> 500	> 2.500	> 5.000	30	25
> 5.000	> 25.000	> 50.000	30	30

### 2.1.3 Auffangräume

Im Falle einer Havarie muss der Tankinhalt durch einen Auffangraum aufgenommen werden können. Bei einem einzelnen Tank müssen 100 % des Tankinhaltes aufgenommen werden können, bei zwei Tanks 75 %, bei drei Tanks 70 %, bei vier Tanks 60 % und ab fünf Tanks 50 %. Bei Tanks ab einer Größe von 5.000 m<sup>3</sup> muss für jeden Tank ein eigener Auffangraum für 100 % des Inhaltes vorgesehen werden. In den folgenden Abbildungen werden Ausführungsformen für Auffangräume gezeigt.

Abbildung 19 zeigt eine Auffangwanne am Beispiel eines Festdachtanks, Abbildung 20 einen Schutzzyylinder am Beispiel eines Schwimmdachtanks. [2]

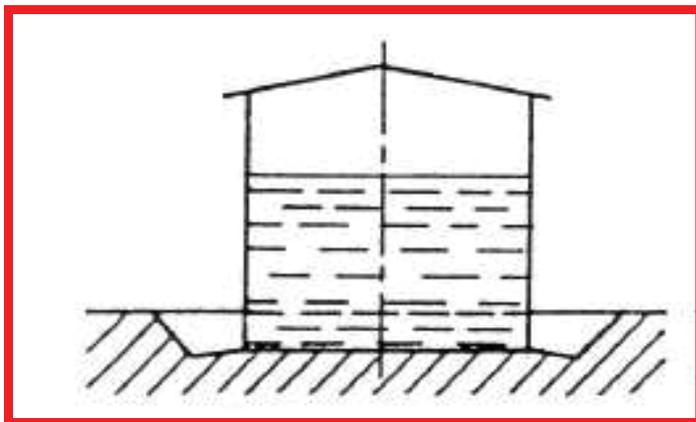


Abbildung 19 Auffangwanne um einen Festdachtank [2]

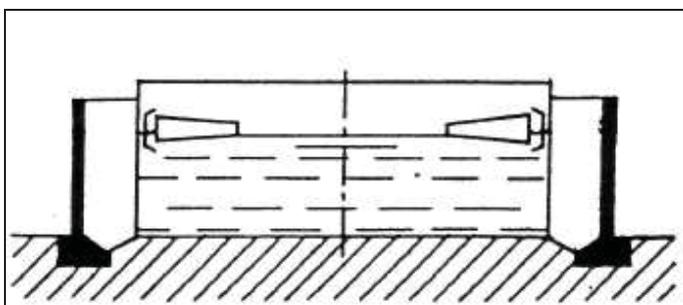


Abbildung 20 Schutzzyylinder um einen Schwimmdachtank [2]

## 2.2 Rechtlicher Rahmen der Rohöltankinstandhaltung

Sowohl Bau, Änderungen, als auch Betrieb und Demontage von Rohölproduktionstanks sind Gesetzen und Verordnungen unterworfen. Es können von der Behörde, wenn erforderlich, zusätzliche Auflagen zu diesen Vorgaben (oder die Einhaltung von Normen und technischen Regeln bzw. Anleitungen), mittels Bescheid, vorgeschrieben werden.

Im Folgenden werden die wesentlichsten Vorschriften und daraus die wichtigsten §§, für die Rohölproduktionstanks der RAG, behandelt. Der Einfluss von Richtlinien und Verordnungen der Europäischen Union und deren Umsetzung in nationalen Gesetzen und Verordnungen ist sehr komplex, daher kann kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben werden.

**Bezug zur Öltankinstandhaltung:** Die Rohölproduktionstanks sind nach dem MinroG genehmigt worden - die BB - V ist eine Verordnung des MinroG - in der BBV wird die Anwendung der VbF verlangt. Wenn dieser Tank zu reparieren ist, muss er gereinigt werden – die TA - Luft und die BREF - Dokumente beschreiben die umweltfreundlichsten Verfahren zur Tankreinigung. Diese Verfahren sind verpflichtend zu wählen, wenn sie durch behördliche Auflagen vorgeschrieben werden.

## 2.2.1 Mineralrohstoffgesetz (MinroG)

Nach den §§ 2 und 118 sind Rohölproduktionstanks Bergbauanlagen und unterliegen dem Mineralrohstoffgesetz.

Im Bezug auf Rohölproduktionstanks ist vor allem der § 119 mit den Vorschriften über die Bewilligung von Bergbauanlagen relevant.

### Errichtungsbewilligung

Zur Erlangung der Errichtungsbewilligung sind bei der Behörde eine Beschreibung der Anlage, die erforderlichen Berechnungen und Pläne, ein Verzeichnis der Grundstücke, welche bebaut werden sollen, Angaben über anfallende Abfälle und Emissionen sowie ein Alarmplan für schwere Unfälle einzureichen.

Danach wird an Ort und Stelle eine mündliche Verhandlung durchgeführt. Dabei haben der Bewilligungswerber, die Grundeigentümer, Nachbarn sowie Bergbauberechtigte, die durch die betreffende Bergbauanlage, behindert werden könnten Parteistellung. Bei Berührung öffentlicher Interessen sind die zuständigen Verwaltungsbehörden (für Raumplanung, Gewässerschutz, etc.) zu hören.

Wenn die Grundeigentümer einwilligen, vermeidbare Emissionen nach dem besten Stand der Technik unterbleiben, keine Belästigung oder unzulässige Gefährdung von Personen zu erwarten ist, keine unzumutbare Belastung von Umwelt und Gewässern zu erwarten ist und Abfälle nach dem besten Stand der Technik vermieden, verwertet oder wenn dies wirtschaftlich nicht vertretbar ist, ordnungsgemäß entsorgt werden, dann wird die Errichtungsbewilligung, erforderlichenfalls unter Vorschreibung von Auflagen, erteilt. [6]

### Betriebsbewilligung

Wenn zum Zeitpunkt der Errichtungsbewilligung noch nicht beurteilt werden kann, ob zusätzliche Auflagen zu erfüllen sind, dann darf die Anlage erst nach Erteilung einer Betriebsbewilligung in Betrieb genommen werden. Beim Verfahren zur Erteilung der Betriebsbewilligung haben die gleichen natürlichen und juristischen Personen, wie bei der Errichtung, Parteistellung. Anlagen, für die im Errichtungsbescheid keine Betriebsbewilligung vorgeschrieben wurde dürfen ohne eine solche betrieben werden. [6]

### Überprüfungen

Im Betriebsbewilligungsbescheid wird festgelegt, ob, in welchen Abständen und durch wen die Bergbauanlage auf ordnungsgemäßen Zustand überprüft werden muss. In der Regel werden Bergbauanlagen im Intervall von fünf Jahren, von der Behörde, überprüft. [6]



### **Änderung von Anlagen**

Erforderlichenfalls bedarf auch die Änderung, einer bewilligten Betriebsanlage, einer Bewilligung. Bei Änderungen, die weder Quantität noch Qualität der Emissionen ändern, bei angeordneten Sanierungen und bei Anpassungen an den Stand der Technik ist keine Bewilligung erforderlich. Wenn Zweifel an der Bewilligungspflicht vorliegen, dann entscheidet der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit, auf Antrag, darüber. [6]

### **Nachtägliche Auflagen**

Wenn trotz Einhaltung aller Auflagen wahrzunehmende Interessen verletzt werden, dann werden von der Behörde die Sanierung, nach dem besten Stand der Technik, oder zusätzliche Auflagen vorgeschrieben. [6]

### **Auflassung von Anlagen**

Die Auflassung einer Bergbauanlage muss der Behörde angezeigt werden. [6]

### **Behördliche Zuständigkeit**

Die §§ 170 bis 172 regeln, dass der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit als Montanbehörde auftritt, da es sich nicht um ausschließlich obertägige Gewinnung und Aufbereitung grundeigener mineralischer Rohstoffe handelt. [6]

## 2.2.2 Bohrlochbergbau - Verordnung (BB - V)

Aufgrund des Mineralrohstoffgesetzes wurde die Bohrlochbergbau-Verordnung verordnet.

Nach § 1 dieser Verordnung ist das Ziel der Verordnung, Leben und Gesundheit von Personen, fremde Sachen und die Umwelt zu schützen.

Diese Verordnung gilt nach § 2 auch für Rohölproduktionstanks, da es sich um die Aufbereitung flüssiger Kohlenwasserstoffe handelt. Nach § 3 haben sich auch, zum Einsatz kommende, Fremdunternehmer an diese Verordnung zu halten.

Für Rohölproduktionstanks sind daraus vor allem die Bestimmungen bezüglich des Explosionsschutzes, des Brandschutzes, des Schutzes vor gesundheitsgefährdenden und unatembaren Atmosphären sowie der Sicherheitsabstände relevant. [7]

### Explosionsschutz

Im Kapitel über die Verordnung explosive Atmosphären (VEXAT) wird vertiefend darauf eingegangen, weil der Ex - Schutz bei der Öltankreinigung eine zentrale Rolle spielt.

Nach § 9 sind technische oder organisatorische Explosionsschutzmaßnahmen zu treffen. Diese müssen in der Reihenfolge: „Verhinderung der Entstehung von Ex - Atmosphären – Verhinderung von Zündquellen – Begrenzung der Folgen von Explosionen“ angewendet werden.

§ 10 schreibt vor, dass die Explosionsgefahren, auch unter Berücksichtigung vorhersehbarer Störungen, ermittelt und beurteilt werden müssen.

In § 11 wird festgelegt, dass über Einrichtungen und Maßnahmen zum Explosionsschutz ein, aktuell zu haltendes, Explosionsschutzdokument zu führen ist. Darin sind vor allem Ex - Gefahren und Ex - Schutzmaßnahmen, der Ex - Zonenplan, Verhaltensanweisungen und Maßnahmen für vorhersehbare Störungen enthalten.

Der § 12 schreibt eine Unterteilung der Ex - Bereiche in Zonen vor. Diese sind kenntlich zu machen und in den Ex - Zonenplan einzutragen.

Lt. § 13 sind in Ex - Bereichen offenes Feuer, Rauchen und ähnliche Handlungen verboten. Handlungen, die Explosionen auslösen können, dürfen nur durchgeführt werden, wenn sie betriebsnotwendig sind und technische oder organisatorische Schutzmaßnahmen getroffen werden. [7]

## **Brandschutz**

Nach § 14 sind technische oder organisatorische Brandschutzmaßnahmen zu treffen. Diese können passiv sein und die Entstehung eines Brandes verhindern bzw. die Auswirkungen eines, nicht zu verhindernden, Brandes begrenzen. Oder aktiv entstandene Brände bekämpfen.

§ 15 schreibt die Erstellung und Aktualisierung einer Brandschutzordnung vor. Darin werden alle Brandgefahren und die daraus resultierenden Sicherheitsmaßnahmen geregelt.

In den §§ 16 und 17 wird festgelegt, dass in brandgefährdeten Bereichen und den darum liegenden Brandschutzstreifen besondere Brandschutzmaßnahmen zu treffen sind. Außerdem sind darin offenes Feuer, Rauchen und ähnliche Handlungen verboten. Die brandgefährdeten Bereiche und Brandschutzstreifen sind zu kennzeichnen und in den Brandschutzplan einzutragen. Handlungen, die Brände auslösen können, dürfen nur durchgeführt werden, wenn technische oder organisatorische Brandschutzmaßnahmen getroffen werden.

Die Brandbekämpfung wird in § 18 geregelt, danach sind erforderliche Feuerlöscheinrichtungen bereitzuhalten und ausreichend viele Personen jährlich zu unterweisen. Außerdem müssen wiederkehrend realitätsnahe Übungen durchgeführt werden.

Nach § 19 ist für jeden Bergbaubetrieb ein geeigneter Brandschutzbeauftragter zu bestellen. Seine Aufgabe ist die Unterstützung und Beratung des Betriebsleiters, in brandschutztechnischer Sicht. [7]

## **Schutz vor gesundheitsgefährdenden und unatembaren Atmosphären**

Der § 20 schreibt vor, dass technische oder organisatorische Maßnahmen zum Verhindern von gesundheitsgefährdenden und unatembaren Atmosphären zu treffen sind. Kann die Entstehung solcher Atmosphären, nach dem Stand der Technik, nicht verhindert werden, sind weiterführende Maßnahmen zu treffen.

Bei der gesamtheitlichen Beurteilung der Gefahren sind, nach § 21, auch vorhersehbare Störungen zu berücksichtigen.

Es ist nach § 22 für Tätigkeiten, bei denen eine vorhersehbare Störung mit Entstehung unatembarer Atmosphäre nicht auszuschließen ist, ein Gasschutzdokument zu erstellen. Darin sind die möglichen Gefahren sowie die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen abzuhandeln. Bei der jährlichen Gasschutzübung ist die Durchführbarkeit und Zweckmäßigkeit des Gasschutzdokumentes zu überprüfen.

Eine Gasschutzwehr ist lt. § 23 einzurichten, wenn durch vorhersehbare Störungen unatembare Atmosphären auftreten können, die eine Personenbergung oder Gefahrbekämpfung, in dieser Atmosphäre, notwendig machen. Zu diesem Zwecke sind sowohl Ausrüstung als auch fachkundige Personen, zu deren Handhabung, in geeignetem Umfang bereit zu stellen. [7]

### **Sicherheitsabstände**

Nach Maßgabe des § 27 ist von der Einhüllenden aller Ex - Bereiche einer Bergbauanlage mindestens 30 m Abstand zu Wohngebäuden, bergbaufremden Anlagen, öffentlichen Einrichtungen und Verkehrswegen zu halten.

Abgrenzung von Bergbauanlagen, in denen Medien, mit mehr als 1 Vol-% H<sub>2</sub>S, anfallen können müssen, nach § 28, mindestens 100 m von Wohngebäuden, bergbaufremden Anlagen, öffentlichen Einrichtungen und Verkehrswegen entfernt sein.

§ 29 besagt, dass diese Sicherheitsabstände bei Bedarf von der Behörde, per Bescheid, erhöht werden können.

Lt. § 30 sind bei Bergbauanlagen, in denen Medien, mit mehr als 1 Vol-% H<sub>2</sub>S, anfallen können Alarmierungstreifen festzulegen. Außerhalb dieser Alarmierungstreifen darf, auch dann, keine Gefährdung von Leben und Gesundheit von Personen bestehen, wenn eine vorhersehbare Störung auftritt. [7]

Die Bestimmungen bzgl. Sicherheitsabstände wegen H<sub>2</sub>S-Konzentrationen über 1 Vol-% sind, für den spezifischen Fall, im praktischen Teil der Arbeit, hinfällig, da solche Konzentrationen, selbst bei reiner Erdgasatmosphäre, nicht erreicht werden.

Die Analyse eines Gases, das an einem Separator abgeschiedenen wurde, ergab eine H<sub>2</sub>S-Konzentration 43 mg/Nm<sup>3</sup>, was etwa  $5,35 \cdot 10^{-3}$  Vol-% H<sub>2</sub>S entspricht. [8]

### 2.2.3 Verordnung explosionsfähige Atmosphären (VEXAT)

Durch das Arbeitnehmer/innenschutzgesetz wurde die Verordnung explosionsfähige Atmosphären verordnet.

#### Ex – Atmosphären und Ex - Bereiche

Wenn explosionsfähige Gase, im richtigen Verhältnis, mit Sauerstoff bzw. Luft gemischt werden, dann entsteht eine explosionsfähige Atmosphäre. Dieser Bereich wird von der UEG (zu mager = zu wenig explosionsfähiges Gas) und der OEG (zu fett = zu wenig Sauerstoff) begrenzt. Öldämpfe bestehen hauptsächlich aus Methan, dessen Zündbereich in Luft liegt zwischen 5 und 15 Vol-%. [9]

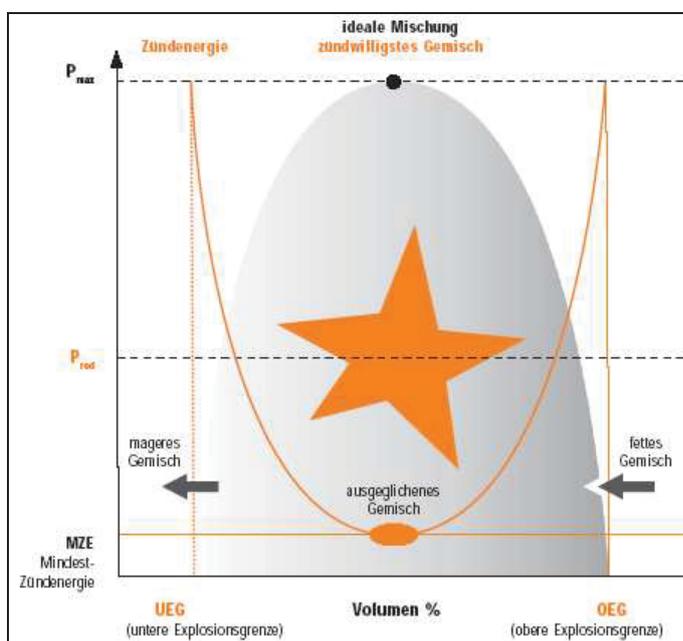


Abbildung 21 Obere und untere Explosionsgrenze [9]

Alleine das Vorhandensein einer Ex - Atmosphäre löst noch keine Explosion aus. Genau wie bei einer Verbrennung müssen die Faktoren Brennstoff – Sauerstoff – Wärme im richtigen Verhältnis und zeitgleich zusammenwirken, um eine Zündung zu verursachen.

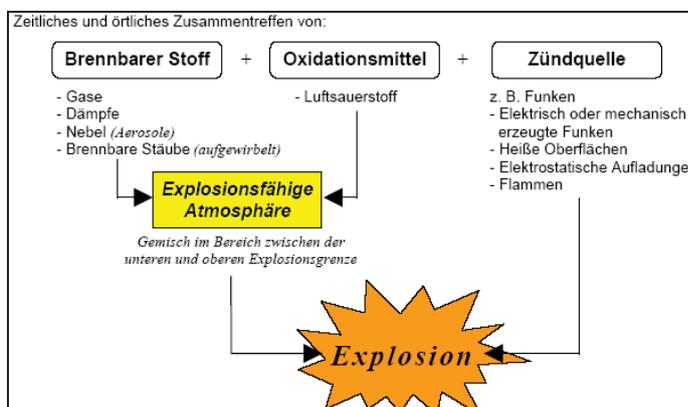


Abbildung 22 Voraussetzungen für den Explosionseintritt [9]

Nach § 3 sind **Ex – Atmosphären** Gemische aus oxidativen Atmosphären (z.B. Luft) und brennbaren Gasen, Dämpfen, Nebeln oder Stäuben, wenn sich nach erfolgter Zündung der Verbrennungsvorgang auf das restliche, noch unverbrannte, Gemisch überträgt.

**Ex – Bereiche** sind Bereiche, in denen Ex – Atmosphären in solchen Mengen vorkommen, dass besondere Schutzmaßnahmen für die betroffenen Arbeitnehmer/innen erforderlich werden. Dies ist der Fall, wenn 50 % der UEG erreicht werden können. Oder bei Arbeiten oberhalb der OEG, wenn diese auch unterschritten werden kann. [10]

### Ermittlung und Beurteilung der Ex - Gefahren

Lt. § 4 hat der Arbeitgeber die Wahrscheinlichkeit und die Dauer, des Auftretens von Ex – Atmosphären und Ex – Bereichen, zu ermitteln und zu beurteilen.

Daraus resultierend sind die spezifischen Gefahren zu ermitteln und zu beurteilen. Wenn eine explosionsfähige Atmosphäre mehrere brennbare Gase, Dämpfe, Nebel oder Stäube enthält, sind die Schutzmaßnahmen auf das größtmögliche Gefahrenpotential auszulegen. [10]

### Ex - Schutzdokument

Dieses ist nach § 5, aufgrund der Ermittlungen und Beurteilungen von Ex – Gefahren, vor Aufnahme der Arbeiten, zu erstellen. Das Ex - Schutzdokument muss folgende Angaben enthalten:

- ⊗ Ex – Gefahren im Normalbetrieb, bei vorhersehbaren Störungen und bei Reinigungs-, Instandhaltungs- und Prüfungsarbeiten.
- ⊗ Durchzuführende primäre, sekundäre und konstruktive Ex – Schutzmaßnahmen für oben genannte Fälle.
- ⊗ Festlegung der Ex – Bereiche und Einstufung in Ex – Zonen.
- ⊗ Eignung der Arbeitsmittel, elektrischen Anlagen, Arbeitskleidung und der persönlichen Schutzausrüstung, für die jeweiligen Ex – Bereiche.
- ⊗ Umfang und Ergebnisse von Prüfungen und Messungen in Ex – Bereichen.
- ⊗ Maßnahmen, die im Fall von Warn- und Alarmbedingungen zu treffen sind.
- ⊗ Arbeiten, für die schriftliche Anweisungen notwendig sind.
- ⊗ Koordination von fremden Arbeitnehmer/innen in der Arbeitsstätte.

[10]

### **Information, Unterweisung und Arbeitsfreigabe**

Der § 6 schreibt vor, dass Arbeitnehmer/innen in Ex – Bereichen über Ex – Gefahren, Schutzmaßnahmen, richtiges Verhalten und richtige Arbeitsbekleidung zu informieren sind.

Für Inspektionen und Arbeiten an Betriebseinrichtungen, die brennbare Stoffe enthalten oder enthalten haben oder in denen sich Ex – Atmosphären ansammeln können, sind schriftliche Anweisungen nötig. Schriftliche Anweisungen sind auch für Arbeiten nötig, bei denen eine temporäre Zoneneinstufung oder –umstufung erforderlich ist.

Es ist eine geeignete fachkundige Person zu benennen, diese darf die Arbeitsfreigabe erteilen, wenn sie sich überzeugt hat, dass alle Schutz- und Rettungsmaßnahmen, die im Arbeitsfreigabesystem vorgeschrieben wurden, durchgeführt wurden.

Während der Durchführung von oben genannten Tätigkeiten muss ständig eine Person, außerhalb der Betriebseinrichtung, anwesend sein. Diese Person überwacht die Einhaltung der Schutzmaßnahmen und setzt erforderlichenfalls Rettungsmaßnahmen. [10]

### **Prüfungen**

§ 7 zufolge sind vor der erstmaligen Inbetriebnahme Prüfungen durchzuführen. Diese umfassen unter anderem:

- ⌘ Elektrische Anlagen im Ex - Bereich auf Ex – Sicherheit.
- ⌘ Lüftungs- und Absauganlagen auf Ex – Sicherheit und Wirksamkeit.
- ⌘ Umsetzung des Zonenplanes und korrekte Kennzeichnung der Ex - Zonen.
- ⌘ Umsetzung von primären, sekundären und konstruktiven Ex – Schutzmaßnahmen, einschließlich der Maßnahmen, für vorhersehbare Störungen.
- ⌘ Geräte und Arbeitsmittel auf ihre Eignung für den betreffenden Ex – Bereich oder die betreffende Ex – Zone.

Mindestens einmal im Jahr sind elektrische Betriebsmittel, im Ex – Bereich, auf ihren ordnungsgemäßen Zustand zu prüfen.

Diese Prüfungen müssen von geeigneten, fachkundigen Personen durchgeführt werden, welche auch Betriebsangehörige sein können. [10]

### **Messungen**

Nach § 8 ist der primäre Ex – Schutz durch Messungen zu überprüfen, wenn die Entstehung von Ex – Bereichen nicht, mit Sicherheit, ausgeschlossen werden kann.

Solche Messungen sind nicht erforderlich, wenn die Unterschreitung von 10 % UEG durch Berechnungen oder Herstellerangaben sichergestellt werden kann. Auf die Messungen kann außerdem verzichtet werden, wenn eine Einstufung in Ex – Zonen erfolgt, ohne, das dafür Messungen erforderlich sind.

Wird eine Konzentration von über 25 % UEG festgestellt, dann sind jährlich Kontrollmessungen durchzuführen. [10]

### **Gefahrenanalyse**

Lt. § 9 sind Arbeitsmittel, Arbeitskleidung und persönlich Schutzausrüstung daraufhin zu prüfen, ob sie für den Ex – Bereich, in dem sie verwendet werden sollen, geeignet sind.

Dies ist nicht erforderlich, wenn nach § 15 dieser Verordnung die Eignung festgestellt wurde oder die Herstellerangaben eindeutig die Eignung bestätigen.

Die Gefahrenanalyse gilt als erbracht, wenn:

- ✘ Die bestimmungsgemäße Verwendung gemäß den In-Verkehr-Bringer-Vorschriften nachgewiesen wird. Z.B. gilt die Explosionsschutzverordnung für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen.
- ✘ Der Hersteller oder In-Verkehr-Bringer die Eignung schriftlich bestätigt.
- ✘ Ein Nachweis durch eine der folgenden Stellen erbracht wird:
  - Ziviltechniker/innen,
  - Zugelassene Prüfstellen,
  - Akkreditierte Prüf- und Überwachungsstellen oder
  - Technische Büros, Ingenieurbüros.

[10]

### **Ex - Schutzmaßnahmen**

Nach § 10 sind technische und organisatorische Maßnahmen, in folgender Reihenfolge, zu treffen, wenn die Bildung einer Ex – Atmosphäre nicht auszuschließen ist:

- ✘ Primärer Ex - Schutz
  - Die Bildung von Ex – Atmosphären oder zumindest die Bildung von Ex – Bereichen wird verhindert.
- ✘ Sekundärer Ex – Schutz
  - Falls keine primären Ex – Schutzmaßnahmen getroffen werden können sind wirksame Zündquellen in Ex – Bereichen zu vermeiden.
- ✘ Konstruktiver Ex – Schutz
  - Falls keine primären oder sekundären Ex – Schutzmaßnahmen getroffen werden können, sind Maßnahmen zu treffen, die die schädlichen Auswirkungen möglicher Explosionen so weit begrenzen, dass die Gesundheit und Sicherheit der Arbeitnehmer//innen nicht gefährdet wird.

[10]

### **Primärer Ex – Schutz: Verhindern der Entstehung von Ex – Bereichen**

§ 11 schreibt vor, dass die Entstehung von Ex - Bereichen möglichst vermieden werden muss. Wenn eine gänzliche Vermeidung nicht möglich ist, sind Maßnahmen zu treffen, um die Gefährdung so gering als möglich zu halten (z.B. durch Beschränkung von Stoffmengen, Belüftung, Einsatz geeigneter Verfahren, etc.)

Wenn keine Einstufung in Ex – Zonen erfolgt und die Bildung von Ex – Bereichen nicht ausgeschlossen werden kann, dann sind kontinuierlich messende Messgeräte einzusetzen. Diese müssen bei höchstens 50 % UEG akustisch und gegebenenfalls optisch alarmieren.

[10]



### Einstufung in Ex - Zonen

Ex – Bereiche werden, nach § 12, in Zonen eingeteilt. Diese berücksichtigen Ausmaß, Häufigkeit und Dauer des Auftretens der Ex – Atmosphären.

Wenn vorübergehend, für die Dauer bestimmter Arbeiten, Ex – Bereiche oder gefährlichere Ex - Zonen vorliegen, dann hat für diesen Zeitraum eine temporäre Einstufung oder Umstufung zu erfolgen. [10]

**Tabelle 3** Definition von Ex – Zonen [9], [10]

Brennbare Gase, Dämpfe und Nebel in Luft	Auftreten von Ex - Atmosphären	Intervall des Auftretens eines Ex - Gemisches	Verweilzeit der Ex - Atmosphären
Zone 0	ständig oder langfristig und häufig	über 3 mal am Tag	länger als 10 h
Zone 1	gelegentlich	1 mal im Monat bis 3 mal am Tag	0,5 h bis 10 h
Zone 2	selten und kurzzeitig	1 mal im Jahr bis 1 mal im Monat	kürzer als 0,5 h

Zugängliche Ex – Bereiche sind zu kennzeichnen, wenn Gefahren für die Arbeitnehmer/innen nicht technisch oder organisatorisch vermieden oder ausreichend begrenzt wurden. In diesem Falle ist zumindest eine Kennzeichnung mit dem Warnzeichen „Warnung vor Ex – Atmosphären“ und dem Verbotssymbol „Feuer, offenes Licht und Rauchen verboten“ erforderlich. [10]



**Abbildung 23** Warn- und Verbotssymbole in Ex - Zonen [9]

### **Sekundärer Ex – Schutz: Vermeiden von Zündquellen**

Nach § 14 dürfen in Ex – Bereichen keine wirksamen Zündquellen vorhanden sein.

Wirksame Zündquellen sind solche, die die Ex – Atmosphäre entzünden können. Z.B. sind dies, unter anderem:

- ⊗ Hitze,
- ⊗ Funken,
- ⊗ Elektrizität oder
- ⊗ chemische Reaktionen.

Potentielle Zündquellen sind auf das unbedingt notwendige Maß zu reduzieren, daher dürfen nur die unbedingt erforderlichen Arbeitsmittel verwendet werden und elektrische Anlagen sind, soweit dies möglich ist, außerhalb der Ex – Bereiche anzuordnen.

Die technisch sichere Vermeidung von wirksamen Zündquellen gilt als erreicht, wenn bei den Betriebszuständen, nach Tabelle 4, keine wirksamen Zündquellen vorhanden sind. [10]

**Tabelle 4 Schutzmaßnahmen in Abhängigkeit der Zoneneinteilung [10]**

Zonen-einteilung	Wirksame Zündquelle muss sicher vermieden werden bei:
Zone 0	* Normalbetrieb * vorhersehbaren Störungen * selten auftretenden Betriebsstörungen
Zone 1	* Normalbetrieb * vorhersehbaren Störungen
Zone 2	* Normalbetrieb

Zusätzlich muss in Zone 0 auch bei Auftreten von zwei unabhängigen Fehlern oder bei Versagen einer apparativen Schutzmaßnahme die Sicherheit, durch eine zweite unabhängige apparative Schutzmaßnahme, gewährleistet bleiben. [10]

### Anforderung an Arbeitsmittel in Ex - Bereichen

Der § 15 schreibt vor, dass in Ex – Bereichen nur Arbeitsmittel, Arbeitskleidung und persönliche Schutzausrüstung verwendet werden, die, nach dem Stand der Technik, dafür geeignet sind. Werden Geräte im Sinne der Explosionsschutzverordnung verwendet, müssen sie der folgenden Tabelle entsprechen. [10]

**Tabelle 5 Schutzgrade und Gerätekategorien [9], [10]**

Schutzgrad	Kategorie	Gewährleistung des Schutzes	Betriebsbedingungen
Sehr hoch	1G	Zwei unabhängige Schutzmaßnahmen; auch dann sicher, wenn zwei Fehler unabhängig voneinander auftreten.	Für Zone 0, 1, 2 (die Geräte werden bei Ex - Atmosphäre weiter betrieben)
Hoch	2G	Im Normalbetrieb und bei üblicherweise auftretenden Fehlern sicher.	Für Zone 1, 2 (die Geräte werden bei Ex - Atmosphäre weiter betrieben)
Normal	3G	Im Normalbetrieb sicher.	Für Zone 2 (die Geräte werden bei Ex - Atmosphäre weiter betrieben)

Arbeitsmittel dürfen nur dann verwendet werden, wenn sie laut Herstellerangaben für den betreffenden Arbeitsstoff geeignet sind. Oder, wenn sie den folgenden Anforderungen genügen:

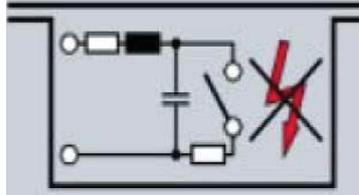
⌘ Temperaturklasse

Wenn die maximale Oberflächentemperatur eines Gerätes oder Schutzsystems kleiner ist, als die Zündtemperatur der Ex – Atmosphäre, dann ist die Verwendung zulässig.

⌘ Zündschutzart

Die Geräte oder Schutzsysteme sind mit einer Zündschutzart ausgestattet, die geeignet ist, die Auslösung einer Explosion zu vermeiden. Beispiele sind in Tabelle 6 dargestellt.

**Tabelle 6**      **Zündschutzarten [9]**

Zündschutzart	Prinzip	Schematische Darstellung
Druckfeste Kapselung	Teile, die sich in einer Ex – Atmosphäre zünden können sind in ein Gehäuse eingeschlossen. Dieses Gehäuse verhindert die Ausbreitung der Explosion auf die umgebende Ex – Atmosphäre.	
Eigen-sicherheit	Die Betriebsmittel enthalten nur Stromkreise, die keine Funken und thermischen Effekte verursachen, welche geeignet sind, eine Ex – Atmosphäre zu zünden.	

Zusätzlich dürfen solche Geräte oder Schutzsysteme in Ex – Bereichen verwendet werden, für die eine fachkundige Person (nach § 7) schriftlich festgestellt hat, dass sie für die betreffende Zone eindeutig geeignet und technisch sicher sind. Eine Verwendung ist auch erlaubt, wenn eine Gefahrenanalyse (nach § 9) ergeben hat, dass sie für die betreffende Zone eindeutig geeignet und technisch sicher sind. [10]

### Vorsorge für Störfälle

Lt. § 16 muss dafür gesorgt werden, dass Arbeitsmittel, auch im Störfall gefahrlos, abgeschaltet oder in einen sichern Zustand gebracht werden können.

Außerdem muss beim Eintritt einer vorhersehbaren Störung die Möglichkeit des sicheren Verlassens, der gefährdeten Bereiche, gewährleistet sein. [10]

### Behälter und ähnliche Betriebseinrichtungen

Nach § 17 muss bei der Inspektion, Instandhaltung, Reinigung, Prüfung und Störungsbehebung das Entstehen von Ex – Bereichen verhindert werden. Dies kann durch Lüftung, Inertisierung oder Konzentrationsbegrenzung erfolgen.

Die Entstehung von Ex – Bereichen muss an repräsentativen Stellen durch kontinuierliche Messungen überwacht werden. Oder die Überwachung erfolgt vor Durchführung der Tätigkeit und währenddessen, mittels mobiler Messeinrichtungen.

Spätestens beim Erreichen von 20 % UEG hat eine akustische und gegebenenfalls auch optische Warnung anzusprechen. [10]

Weiters ist zu beachten:

- ⌘ Betriebseinrichtungen dürfen nicht mit offener Flamme ausgeleuchtet werden.
- ⌘ Es dürfen keine brennbaren Stoffe in die Betriebseinrichtungen mitgenommen werden.
- ⌘ Bei Heißarbeiten in Betriebseinrichtungen muss für eine ausreichende Belüftung gesorgt werden. Heißarbeiten sind solche Arbeiten, die eine Zündung hervorrufen können.
- ⌘ Wenn sich in Behältern brennbare Arbeitsstoffe befunden haben, dann dürfen Heißarbeiten nur durchgeführt werden, nachdem der Behälter vollständig mit Inertgas oder Wasser befüllt wurde.
- ⌘ Für Heißarbeiten ist eine Arbeitsfreigabe mit einzelnen oder geeignet kombinierten Schutzmaßnahmen erforderlich.

Wenn Restmengen (Anmerkung: z.B. Ölschlamm) aus Betriebseinrichtungen (Anmerkung: z.B. Tank) ausgebracht werden, oder die Reinigung überprüft wird, und sich in der Umgebung Ex – Bereiche befinden, dann hat dies so zu erfolgen, dass sich keine Arbeitnehmer/innen im Ex – Bereich aufhalten müssen.

Ist dies nicht möglich, dürfen die Tätigkeiten von Arbeitnehmer/innen durchgeführt werden, wenn alle Schutzmaßnahmen der Ex – Zone 0 eingehalten werden.

Wenn in der Betriebseinrichtung gesundheitsgefährdende Arbeitsstoffe vorhanden sind, dann sind die Arbeitnehmer/innen mit umluftunabhängigen Atemschutzgeräten auszurüsten.

[10]

### **Konstruktiver Ex – Schutz: Begrenzung der Auswirkungen von Explosionen**

§ 20 schreibt vor, wenn im inneren von Betriebseinrichtungen Ex – Bereiche und wirksame Zündquellen technisch und organisatorisch nicht sicher ausgeschlossen werden können, dann sind Maßnahmen zu treffen, die die Auswirkungen von Explosionen auf ein für Arbeitnehmer/innen unbedenkliches Maß beschränken.

Erforderlichenfalls sind diese Maßnahmen mit Maßnahmen zu kombinieren, die die Ausbreitung von Explosionen verhindern (explosionstechnische Entkopplung). [10]

**Bezug zur Öltankinstandhaltung:** Die VEXAT ist, medienbedingt, das wichtigste Regelwerk für Schutzmaßnahmen während der Öltankreinigung.

## 2.2.4 Verordnung über brennbare Flüssigkeiten (VbF)

Der § 62 Bohrlochbergbau - Verordnung schreibt vor, dass die Bestimmungen der Verordnung über brennbare Flüssigkeiten einzuhalten sind. Vor allem die §§ 12 bis 17, welche die Überprüfungen regeln, betreffen auch Rohöltanks.

### Erstmalige Prüfung

Der §12 regelt die erstmalige Prüfung von Anlagen, zur Lagerung brennbarer Flüssigkeiten. Es hat eine Prüfung auf ordnungsgemäße Aufstellung, Dichtheit, äußeren Korrosionsschutz, und Funktionstüchtigkeit, aller zusätzlichen Einrichtungen und elektrischen Anlagen, zu erfolgen. Außerdem ist dem Prüfer ein Nachweis über die ausreichende Festigkeit des Behälters zu erbringen.

Nach §13 müssen die Lagerbehälter einer 24 Stunden langen Flüssigkeitsstandprobe mit der brennbaren Flüssigkeit oder mit Wasser standhalten. Dabei ist auf Undichtheiten und Formveränderungen zu achten. Für Teile, die von außen nicht kontrolliert werden können, ist eine Vakuumprüfung der Schweißnähte mit 0,5 bar Unterdruck oder ein anderes geeignetes Verfahren, wie die Schallemissionsanalyse (SEA) anzuwenden. Rohrleitungen und Armaturen sind mit 1,5fachem Betriebsdruck, mindestens aber mit 2 bar, auf Dichtheit zu prüfen. [11]

### Wiederkehrende Prüfung

Die wiederkehrenden Prüfungen nach §14, auf ordnungsgemäßen Zustand, haben durch äußere Besichtigung des vollen Lagertanks oder durch Besichtigung des halbvollen Lagertanks und Einsichtnahme in die betriebseigenen, laufend geführten, Aufzeichnungen, der Dichtheitskontrollen, zu erfolgen. Rohrleitungen und Armaturen sind wiederkehrend nach §13 zu prüfen.

In §15 sind die Fristen für die wiederkehrenden Prüfungen geregelt. Die Frist beträgt grundsätzlich sechs Jahre, in Wasserschutzgebieten drei Jahre. Elektrische Anlagen und Betriebsmittel müssen alle drei Jahre, Erdungs- und Blitzschutzanlagen jedes Jahr wiederkehrend geprüft werden. Die Behörde kann diese Prüffristen allerdings in Einzelfällen verkürzen. [11]

### Außerordentliche Prüfung

Außerordentliche Prüfungen nach §16 müssen durchgeführt werden, wenn die Anlage, nach einem außergewöhnlichen Ereignis, nicht mehr betriebssicher war und die Schäden nicht sofort behoben werden konnten. Außerdem nach erforderlichen Instandsetzungsarbeiten und vor Inbetriebnahmen nach Betriebsunterbrechungen, die länger als ein Jahr dauerten. Eine außerordentliche Prüfung gilt als wiederkehrende Prüfung, wenn sie dem Umfang einer wiederkehrenden Prüfung entsprach. [11]



### **Prüfer**

Der §17 bestimmt die zulässigen Prüfer, für die §§ 12 bis 16. Dies sind staatlich autorisierte Anstalten, Überwachungsorgane gemäß Kesselgesetz (z.B. der TÜV), Ziviltechniker und einschlägige Gewerbetreibende. Die wiederkehrende Prüfung, nach §14, darf auch von geeigneten, fachkundigen und dazu berechtigten Betriebsangehörigen durchgeführt werden. [11]

### **Prüfbescheinigung**

Nach §18 ist über jede Prüfung eine Bescheinigung auszustellen. Diese ist im Betrieb aufzubewahren (Tankbuch). Im Falle einer erstmaligen Prüfung, einer Prüfung mit schweren Mängeln, einer außerordentlichen Prüfung oder einem Prüfergebnis, welches kürzere Prüffristen erforderlich macht, ist die Prüfbescheinigung vom Prüfer der Behörde und dem Arbeitsinspektor zu übersenden. [11]

**Bezug zur Öltankinstandhaltung:** Die bedeutendsten Regelungen, zur Öltankinstandhaltung, sind jene über wiederkehrende Prüfungen bzw. außerordentliche Überprüfungen nach Instandhaltungsmaßnahmen.

### 2.2.5 Wasserrechtsgesetz (WRG)

In §134 heißt es, dass die Betreiber, von Anlagen zur Lagerung oder Leitung wassergefährdender Stoffe, die Gewässerschutzmaßnahmen (besonders die Dichtheit der Behälter und Zuleitungen) alle fünf Jahre zu überprüfen haben. Diese Überprüfung kann, durch Sichtkontrolle, durch einen geeigneten Mitarbeiter, durchgeführt werden.

Die Behörde kann auch kürzere Prüfungsintervalle vorschreiben. [12]

**Bezug zur Öltankinstandhaltung:** Das Wasserrecht und das Bergrecht sind parallel anzuwenden. Betreffend Öltanks ist die wesentlichste Forderung, Gewässer nicht zu verunreinigen.

### 2.2.6 Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA - Luft)

Diese technische Anleitung stammt aus Deutschland, die Einhaltung kann aber auch in Österreich von der Behörde, als Auflage, vorgeschrieben werden.

Unter anderem wird darin auch die Lagerung von Flüssigkeiten geregelt.

Nach Kapitel „5.2.6.7 Lagerung“ sind, bis zu einem Volumen von 20.000 m<sup>3</sup>, zur Lagerung von flüssigen organischen Stoffen Festdachtanks mit Anschluss an eine Gassammelleitung oder mit Anschluss an eine Abgasreinigungseinrichtung zu verwenden. Weiters heißt es, dass Abgase, die bei Inspektionen oder bei Reinigungsarbeiten der Lagertanks auftreten, einer Nachverbrennung zuzuführen sind oder gleichwertige Maßnahmen zur Emissionsminderung zu treffen sind. [13]

### 2.2.7 Best Available Techniques Reference Documents (BREFs)

Um den Wissensstand über die besten verfügbaren Techniken in der ganzen Europäischen Union anzugleichen wurden die BREFs erstellt. In diesen werden, für bedeutende industrielle Tätigkeiten, angewandte Verfahren beschrieben und dabei auftretende Emissionen genannt. Es wird außerdem versucht Emissionsminderungsmaßnahmen, dadurch entstehende Kosten und den Energieverbrauch darzustellen.

Die angegebenen Werte fortschrittlicher Anlagen verstehen sich allerdings nicht als Emissionsgrenzwerte, sondern als Orientierungshilfe für die Genehmigungsbehörde. Je nach technischer Beschaffenheit der Anlage, Standort der Anlage und örtlichen Umweltbedingungen kann die Behörde entscheiden, welche Grenzwerte einzuhalten sind.

Die BREFs sind über die Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (siehe [14]) zugänglich. Sie wurden in englischer Sprache ausgearbeitet und umfassen meist mehrere hundert Seiten. [14]

## 2.2.8 Behördliche Bescheidaufgaben

Die Behörde kann, im Rahmen der Erteilung der Errichtungsbewilligung und zum Betrieb, Auflagen vorschreiben. Aber auch nachträglich für bereits genehmigte Anlagen. Diese orientieren sich meist am besten Stand der Technik (BREFs), verschiedenen Normen, technischen Anleitungen und Regeln, etc. [15]

Der beste Stand der Technik wird z.B. in § 109 des Mineralrohstoffgesetzes definiert. Es ist der, auf den einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhende, Entwicklungsstand fortschrittlicher technologischer Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist. Bei der Bestimmung des besten Standes der Technik sind insbesondere vergleichbare Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen heranzuziehen. [6]

Um die Existenz von Betrieben nicht zu gefährden, darf die Behörde nicht willkürlich Auflagen vorschreiben. Sie dürfen nur auferlegt werden, wenn der zusätzliche Aufwand in einem vernünftigen Verhältnis zum gewünschten Ziel steht. Außerdem muss dem Anlagenbetreiber eine geeignet lange Frist, zur Umsetzung der Auflagen, eingeräumt werden. [15]

### Bezug zur Öltankinstandhaltung:

- ✘ Wie bereits erwähnt wurde, ist, lt. TA - Luft, für die Lagerung von flüssigen organischen Stoffen in Festdachtanks ein Anschluss an eine Gassammelleitung oder eine Abgasreinigungseinrichtung zu verwenden. Dies kann aber für kleine Tanks nicht vorgeschrieben werden, wenn der Aufwand für den erzielbaren Nutzen zu groß wäre.
- ✘ Nach den BREFs und der TA - Luft sind Abgase, die bei Inspektionen oder bei Reinigungsarbeiten von Tanks auftreten, einer Nachverbrennung zuzuführen. Diese Auflage kann z.B. von der Behörde nicht vorgeschrieben werden, wenn während des Normalbetriebes, innerhalb kürzester Zeit, mehr Abgase entstehen als bei einer einzigen Tankreinigung. Bezug

## 2.2.9 Arbeitnehmer/innenschutzgesetz (ASchG)

Der § 7 regelt die Grundsätze, der Gefahrenverhütung, die der Arbeitgeber zu berücksichtigen hat. Dazu zählen vor allem Risikominimierung durch Gefahrenbekämpfung an der Quelle, Berücksichtigung des Standes der Technik, der Vorrang des kollektiven vor dem individuellen Schutz und die Erteilung geeigneter Arbeitsanweisungen.

Nach § 14 müssen Arbeitgeber die Arbeitnehmer/innen, bzgl. Sicherheit und Gesundheitsschutz, in geeigneter Form, unterweisen.

Nach § 25 müssen Arbeitgeber geeignete Vorkehrungen treffen, um das Entstehen eines Brandes oder einer Explosion zu verhindern. Für den Fall eines Brandes oder einer Explosion müssen Maßnahmen, zur Minderung der Folgen, getroffen werden.

Lt. § 40 ist Erdöl, aufgrund seiner entzündlichen Eigenschaft, als brandgefährlicher Arbeitsstoff und somit als gefährlicher Arbeitsstoff einzuordnen.

Im § 43 wird für Wartungs- oder Reinigungsarbeiten, bei denen die Möglichkeit einer beträchtlichen Exposition der Arbeitnehmer, besteht festgelegt, dass alle Möglichkeiten, technischer Vorbeugungsmaßnahmen, zur Begrenzung der Exposition, auszuschöpfen sind. Mit solchen Arbeiten darf nur die unbedingt notwendige Anzahl von Arbeitnehmer/innen beschäftigt werden. Diese müssen während der Tätigkeiten die entsprechenden persönlichen Schutzausrüstungen verwenden. Außerdem sind Maßnahmen festzulegen, um die Dauer der Exposition der Arbeitnehmer auf das unbedingt notwendige Mindestmaß zu verkürzen.

§ 46 schreibt vor, dass Konzentrationsmessungen durchzuführen sind, wenn nicht ausgeschlossen werden kann, dass ein explosionsgefährlicher oder brandgefährlicher Arbeitsstoff in einer Konzentration vorliegt, die für den Arbeitnehmer gefährlich ist. Wenn die Konzentration gefährlich hoch ist, sind unverzüglich Abhilfemaßnahmen zu treffen. [16]

**Bezug zur Öltankinstandhaltung:** Das Arbeitnehmer/innenschutzgesetz spielt, während der Öltankreinigung, für die Arbeiter/innen eine besondere Rolle, wenn sie sich mit Öldämpfen, sowie Öl- oder Schlammrückständen im Tank befinden.

## 2.2.10 Bauarbeitenkoordinationsgesetz (BauKG)

Der § 3 sagt aus, dass der Bauherr einen Planungs Koordinator, für die Vorbereitungsphase, und einen Baustellenkoordinator, für die Ausführungsphase, zu bestellen hat, wenn Arbeitnehmer/innen mehrere Arbeitgeber gleichzeitig oder hintereinander tätig sind. Diese Koordinatoren müssen über einschlägige Ausbildung und Berufserfahrung verfügen.

Nach § 4 hat der Bauherr dafür zu sorgen, dass der § 7 des ASchG in der Planungsphase des Projektes beachtet wird. Der Planungs Koordinator hat die Umsetzung des § 7 ASchG zu koordinieren. Außerdem hat der Planungs Koordinator einen Sicherheits- und Gesundheitsschutzplan (SiGePlan) auszuarbeiten und Unterlagen für spätere Arbeiten zusammenzustellen.

Sind voraussichtlich 30 Arbeitnehmer über 20 Arbeitstage gleichzeitig beschäftigt oder werden mehr als 500 Personentage geleistet, so ist nach § 6 eine Vorankündigung durch den Bauherren nötig.

Lt. § 7 muss der Bauherr dafür sorgen, dass vor der Eröffnung der Baustelle ein SiGePlan erstellt wird, wenn mit besonderen Gefahren zu rechnen ist oder eine Vorankündigung nach § 6 nötig war. Dieser Plan ist bei eintretenden Änderungen unverzüglich anzupassen.

Der SiGePlan hat folgenden Inhalt:

- ✘ Schutzmaßnahmen für die Baustelle.
- ✘ Gefahren am Baugelände und Umfeld.
- ✘ Auflistung voraussichtlicher Arbeiten und Zeitabläufe.
- ✘ Festgelegte Schutzmaßnahmen entsprechend Baufortschritt und Zeitplan.
- ✘ Koordinations- und Schutzmaßnahmen zur Minimierung der gegenseitigen Gefährdung.
- ✘ Schutzeinrichtungen zur gemeinsamen Nutzung.
- ✘ Maßnahmen gegen besondere Gefahren.
- ✘ Festlegung der Zuständigkeit für die genannten Maßnahmen.

§ 8 sieht vor, dass der Bauherr Unterlagen für spätere Arbeiten erstellen lässt. Diese Unterlagen sollen in Folge der Sicherheit, von Arbeitnehmern, dienen, die mit der Nutzung, Instandhaltung, Reparatur, dem Umbau oder Abbruch des Bauwerkes beschäftigt sind. In diesen Unterlagen sind Merkmale des Bauwerkes, wie Zugänge, Leitungsführungen, Verankerungspunkte, etc. zu dokumentieren. [17]

**Bezug zur Öltankinstandhaltung:** Typischerweise werden mit dem BauKG Bautätigkeiten am Sektor Hochbau geregelt. Die besonderen Gefahren, die bei Öltankinstandhaltungsmaßnahmen auftreten, machen aber ebenso die Erstellung eines SiGePlanes erforderlich.

### 2.2.11 Abfallwirtschaftsgesetz (AWG)

Im § 18 heißt es, wer gefährliche Abfälle einem Übernehmer übergibt, hat Art, Menge, Herkunft und Verbleib der gefährlichen Abfälle und seine Identifikationsnummer in einem Begleitschein zu deklarieren. Mit der Bestätigung der Übernahme der gefährlichen Abfälle durch den Übernehmer gehen die Behandlungspflichten auf den Übernehmer über. [18]

**Bezug zur Öltankinstandhaltung:** Ölschlämme bzw. Rückstände der Öltankreinigung sind gefährliche Abfälle. Sie können vom Tankbetreiber oder der Tankreinigungsfirma an ein zugelassenes Entsorgungsunternehmen übergeben werden. Auch für den Fall, einer Ölrückgewinnung, müssen verbleibende Rückstände der Entsorgung zugeführt werden.

### 2.2.12 Deponieverordnung (DeponieV)

Aufgrund des Abfallwirtschaftsgesetzes wurde die Deponieverordnung verordnet.

Die Deponieverordnung schreibt lt. §7 einen Maximalgehalt von 5 Ma-% TOC oder alternativ, für Abfälle aus mechanisch - biologischen Abfallbehandlungsanlagen, einen Brennwert von weniger als 6.600 kJ/kg TS vor. Weiters besagt §7, dass Abfälle, die explosiv, ätzend, brandfördernd, leicht entzündbar oder entzündbar sind, nicht deponiert werden dürfen. [19]

**Bezug zur Öltankinstandhaltung:** Aus diesen Gründen findet bei den Entsorgungsunternehmen eine thermische Behandlung (Verbrennung) der Ölschlämme statt.

## 2.3 Anlageninstandhaltung

Wie bereits erwähnt wurde, versteht man unter Instandhaltung die Gesamtheit aller Maßnahmen zur Bewahrung und Wiederherstellung des Soll - Zustandes (Wartung und Reparatur) sowie zur Feststellung und Beurteilung des Ist - Zustandes (Inspektion). [20]

Es kann trotz Anwendung von Korrosionsschutzmaßnahmen nicht gänzlich verhindert werden, dass Öltanks an einigen Stellen angegriffen werden. Außerdem setzen sich im Laufe der Betriebszeit Ölschlamm, Rostpartikel und Verunreinigungen am Tankboden ab. Daher kommt der Anlageninstandhaltung bei Rohölproduktionstanks große Bedeutung zu. Die Instandhaltung ist kein Selbstzweck, sondern hat das Ziel, durch größtmögliche Anlagenverfügbarkeit, die Produktivität und Wirtschaftlichkeit zu maximieren. Für manche Anlagen wird sie gesetzlich vorgeschrieben.

Die jährlichen Instandhaltungskosten werden als % vom Wiederbeschaffungswert der Anlage ausgedrückt und sind umso höher, je kurzlebiger Anlagen sind, da diese dann billiger und somit schadensanfälliger gebaut werden. Sie liegen in der langlebigen Erdölindustrie bei etwas mehr als 1 % und in der extrem kurzlebigen chemischen Industrie bei etwa 5 %. [20]

Der Abnutzungsvorrat in Abbildung 24 steht für einen lebensdauerbegrenzenden Parameter eines Anlagenteiles (z.B. Restwandstärke eines Behälters). Der neue Anlagenteil besitzt genau 100 % Abnutzungsvorrat wird aber über die Betriebszeit abgenutzt. Solange die Schadensgrenze noch nicht erreicht wurde kann die Anlage bzw. der Anlagenteil noch verwendet werden. Bei Erreichen der Schadensgrenze ist der Abnutzungsvorrat beinahe aufgebraucht und mit einem Ausfall muss jederzeit gerechnet werden. [20]

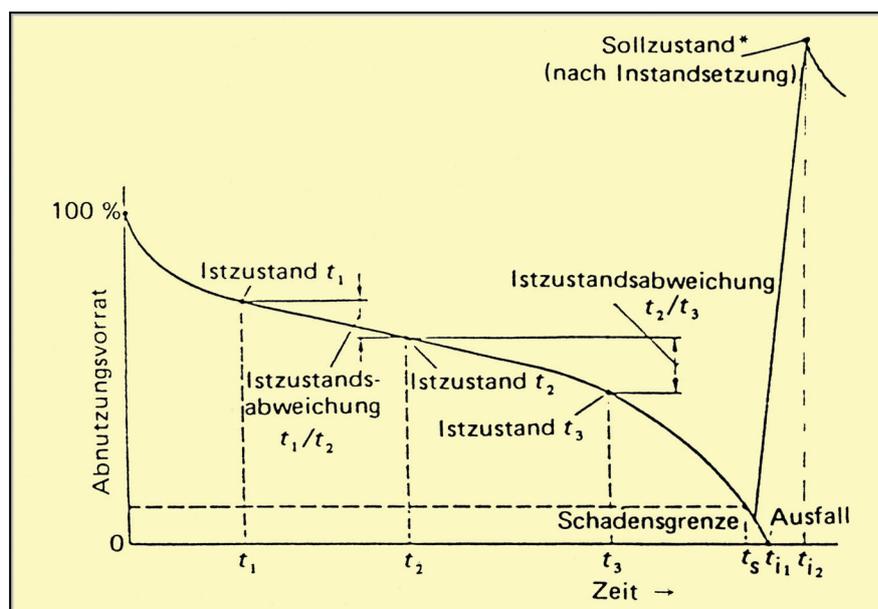
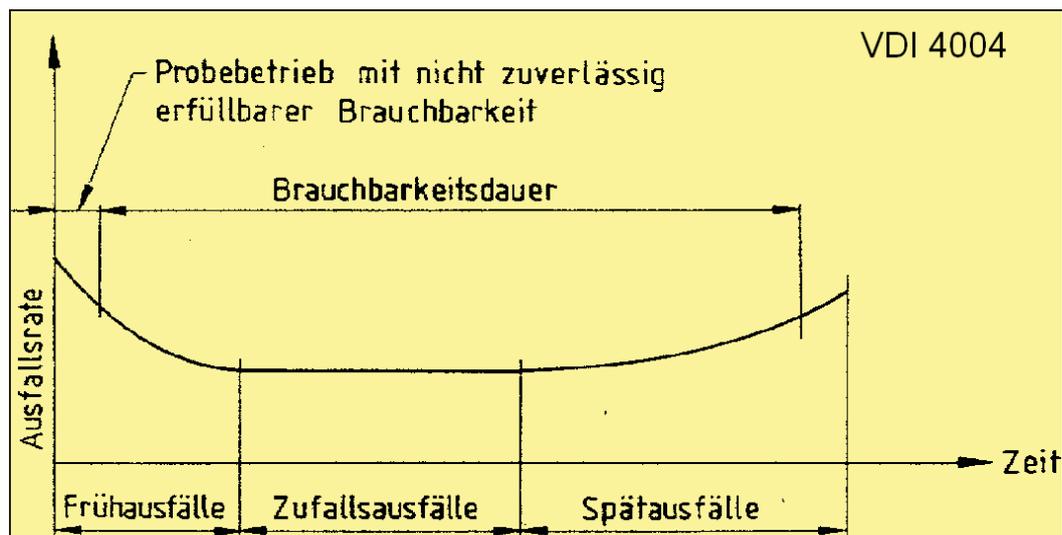


Abbildung 24 Zustand einer Anlage in Abhängigkeit der Betriebszeit [20]

Die Abbildung 25 stellt die so genannte Badewannenkurve dar. Diese sagt aus, dass jede Reparatur an einer Anlage bzw. einem Anlagenteil auch Gefahren für die betreffende Anlage mit sich bringt und dadurch nach der Reparatur mit einer erhöhten Ausfallswahrscheinlichkeit zu rechnen ist. Gründe dafür können die Verwendung falscher Werkzeuge oder Ersatzteile, die Beschädigung anderer Komponenten oder ungeeignete Reparaturverfahren sein.

Wenn diese Phase der Frühausfälle überwunden wurde, dann fällt das Risiko eines Anlagenausfalles auf ein Minimum ab und wird nur noch durch Zufallsausfälle (z.B. Fabrikationsfehler einer Komponente) bestimmt. Nach dem Eintritt der Schadensgrenze steigt das Risiko eines Ausfalles wieder an, in dieser Phase wird von Spätausfällen gesprochen. [20]



**Abbildung 25** Ausfallsrate einer Anlage in Abhängigkeit der Betriebszeit [20]

Generell ist zu bemerken, dass zu keinem Zeitpunkt Ausfälle mit 100 % Sicherheit ausgeschlossen werden können. Auch nicht dann, wenn die ganze Anlage oder ein Anlagenteil neu ist und unter Gewährleistung oder Garantie läuft. Die Lebensdauer bzw. Zeitspanne bis zum Ausfall kann immer nur statistisch errechnet werden kann.

## 2.3.1 Instandhaltungsstrategien

Es lassen sich **vier Instandhaltungsstrategien** ableiten, die englischen Ausdrücke dafür sind auch in Österreich gebräuchlich.

### 2.3.1.1 Reparaturorientierte Instandhaltung

englisch: breakdown maintenance

Die maximale Lebensdauer (maximaler Abnutzungsvorrat) des betreffenden Anlagenteils wird ausgenutzt. Erst dann, wenn der Schadensfall eingetreten ist, wird der Anlagenteil repariert oder ersetzt. Diese Strategie wird angewandt, wenn der Ausfall keine negativen Folgen hat (z.B. bei redundant ausgeführte Einrichtungen) oder sich der Zustand bzw. der noch vorhandene Abnutzungsvorrat des Anlagenteiles nicht feststellen lässt (z.B. bei verschiedenen Elektronikbauteilen). [20]

Es kommt manchmal (ungewollt) vor, dass der Abnutzungsvorrat von Öltanks, durch Korrosion, aufgebraucht wird. Dies ist der Fall, wenn der Tank Leckagen aufweisen.

### 2.3.1.2 Vorbeugende Instandhaltung

englisch: preventive maintenance

Dabei wird der Abnutzungsvorrat am wenigsten ausgenutzt. Instandhaltungsmaßnahmen werden nach bestimmten Intervallen gesetzt. Dies kostet Geld, ist aber manchmal Garantiebedingung (z.B. bei Kraftfahrzeugen), gesetzlich vorgeschrieben oder nötig, weil ein Ausfall wegen fehlender Redundanz unbedingt vermieden werden muss. Ein weiterer Grund für die Wahl dieser Strategie kann sein, dass die Anlage, aus anderen Gründen, in regelmäßigen Intervallen abgestellt werden muss. Diese Stillstände werden gleichzeitig für Maßnahmen der Wartung und Instandhaltung genutzt werden. [20]

Dies ist auch jene Strategie, die bei den Öltanks, durch wiederkehrende Begutachtungen mit darauf folgenden Reparaturen, zur Anwendung kommt.

### 2.3.1.3 Vorhersehende Instandhaltung

englisch: predictive maintenance

Dabei wird der Abnutzungsvorrat bis zur Schadensgrenze ausgenutzt, aber ein Ausfall wahrscheinlich vermieden. Dies ist nur durch dauernde Zustandsüberwachung möglich. Wird nur angewandt, wenn sich die kostenintensive Dauerüberwachung auszahlt. [20]



### 2.3.1.4 Ausfallvermeidende Instandhaltung

englisch: corrective maintenance

Der Abnutzungsvorrat ist nicht konstant. Er wird laufend durch geeignete Maßnahmen erhöht, somit wird die Nutzungsdauer eines Anlagenteiles durch Schwachstellenbeseitigung verlängert. Das nötige Wissen wird durch Auswertung von Schadensstatistiken- und Dokumentationen erreicht. [20]

### 2.3.2 Beurteilung der Tankintegrität

Das Ziel ist es, den Tank ohne Betriebsunterbrechung auf seinen Zustand überprüfen und beurteilen zu können.

Erst wenn eine solche Überprüfung untragbare Schwachstellen aufzeigt, die von außen nicht behoben werden können, wird der Tank zur Reparatur geöffnet. Außerdem dann, wenn sich zu viele Ablagerungen am Tankboden angesammelt haben.

Man hat den Vorteil, dass durch die vorherigen Untersuchungen der etwaige Umfang, der nötigen Instandhaltungsmaßnahmen bereits bekannt ist. So können der finanzielle Aufwand und die Dauer der Betriebsunterbrechung bereits vor Beginn der Arbeiten abgeschätzt werden.

#### 2.3.2.1 Beurteilung des Tankzustandes

Es gibt kein Prüfverfahren, mit welchem der ganze Tank (= Festdach, Mantel, Flachboden, Einbauten und Equipment) geprüft und beurteilt werden kann. Daher müssen die einzelnen Elemente des Tanks individuell geprüft werden.

In diesem Kapitel soll eine Übersicht über mögliche Prüfverfahren und ihre praktische Anwendung auf die Tanküberprüfung gegeben werden.

### 2.3.2.1.1 Elektromagnetische Prüfverfahren

#### Durchstrahlungs - Verfahren

##### ⊗ Röntgenstrahlung

Ein, durch Stromfluss erhitzter, Heizfaden in einem Vakuumgefäß emittiert  $e^-$ . Diese werden durch eine angelegte Hochspannung zur Anode hin beschleunigt und erzeugen beim Aufprall Röntgenstrahlen. [21], [22]

##### ⊗ $\gamma$ -Strahlung

$\gamma$ -Strahlung entsteht durch Anregung von Atomkernen infolge Bestrahlung mit Neutronen. Wenn das angeregte Isotop wieder in den Grundzustand zurückfällt, emittiert es  $\gamma$ -Strahlung. [21], [22]

Der am meisten angewandte Detektor für Durchstrahlungs - Verfahren ist der Röntgenfilm. Die Schwärzung des Röntgenfilmes ist umso intensiver je dichter und je dicker das bestrahlte Objekt ist. So zeichnet sich ein Bild des durchstrahlten Objektes (z.B. Schweißnaht oder Blech) am Film ab. [21], [22]

#### Wirbelstrom - Verfahren

Dieses kann zur Fehlerprüfung und zur Wandstärkemessung elektrisch leitender Werkstoffe eingesetzt werden. Wenn eine Spule ein magnetisches Wechselfeld in einem Prüfkörper hervorruft, dann werden im Prüfkörper Wirbelströme und wiederum ein Magnetfeld induziert. Dieses Magnetfeld ist so orientiert, dass es das äußere Magnetfeld abschwächt. Die Auswertung kann über die Magnetisierungsspule oder eine eigene Messspule erfolgen. Durch die Auswertung kann zwischen Oberflächenfehlern, Fehlern unter der Oberfläche und Wanddickenänderungen unterschieden werden. Eine Wandstärkenmessung kann damit allerdings nicht erfolgen. [21], [22]

#### Magnetisierungs - Verfahren

##### ⊗ Magnetpulver - Verfahren

Mit diesem Verfahren können Risse an der Oberfläche und oberflächennahe Fehler in ferromagnetischen Werkstoffen gefunden werden. Wenn ein Bauteil magnetisiert wird, fließen Feldlinien durch dieses Bauteil. Treffen sie allerdings auf einen Riss (hoher magnetischer Widerstand), dann fließen die meisten Feldlinien als magnetischer Streufluss oberhalb der Bauteiloberfläche. Das aufgegebene Magnetpulver sammelt sich an den Stellen magnetischen Streuflusses. [21], [22]

##### ⊗ Magnetischer Streufluss - Verfahren

Auch dieses Verfahren macht sich den magnetischen Streufluss an Bauteiloberflächen zu Nutze. Es werden Sonden eingesetzt, die eine Spannung liefern, welche dem Streufluss proportional ist. [21], [22]

### 2.3.2.1.2 Akustische Prüfverfahren

#### Ultraschall - Verfahren

Mit der Ultraschallprüfung (Frequenz über 20.000 Hz) lassen sich Wandstärken, innere und äußere Fehler sowie Inhomogenitäten in schalleitenden Werkstoffen bestimmen. Durch den direkten piezoelektrischen Effekt verursacht die Druck- bzw. Zugbeanspruchung mancher Kristalle eine positive bzw. negative elektrische Spannung an der Kristalloberfläche. Der umgekehrte piezoelektrische Effekt sorgt für eine Dehnung oder Stauchung infolge angelegter Spannungen. Man kann also Kristalle an einem Bauteil anbringen, sie mittels angelegter Spannung in Schwingung versetzen und die durch das Bauteil beeinflusste, resultierende Schwingung als Spannung auswerten.

Beim Dauerschallverfahren sendet ein Schallsender permanent Schallwellen durch das Prüfteil an den Schallempfänger. Die Schallintensität am Empfänger nimmt durch Reflexion an Fehlstellen ab. Es kann dadurch nicht bestimmt werden, in welcher Tiefe sich die Fehlstelle befindet.

Beim Impuls - Reflexionsverfahren arbeitet ein Prüfkopf als Sender und Empfänger, dieser muss pulsierend seine Funktion wechseln. Die erzeugte Schallwelle läuft in den Prüfgegenstand hinein und wird an Fehlstellen oder am anderen Ende des Bauteiles reflektiert. Über die bekannte Schallgeschwindigkeit im betreffenden Material (in Stahl 5.920 m/s) kann die Position der Fehlstelle bzw. die Stärke des Prüfkörpers bestimmt werden. [21], [22]

#### Schallemissionsanalyse oder Schallemissions - Verfahren

Festkörper emittieren Schall unter anderem dann, wenn sich Risse fortbilden, wenn er korrodiert, wenn er plastisch verformt wird oder wenn an Behälterleckagen turbulente Strömungen auftreten. Jeder dieser Vorgänge emittiert eine typische Signalform.

An piezoelektrischen Aufnehmern erzeugen diese Signale elektrische Impulse, wenn sich zwischen der Schallquelle und den Schallaufnehmern ein leitendes Medium befindet.

Die Ankunftszeitdifferenzen bilden mit der Schallgeschwindigkeit im Medium und der bekannten Sensorposition die Möglichkeit zur Ortung der Fehlstelle. [23]

### 2.3.2.1.3 Sonstige Prüfverfahren

#### Farbeindring - Verfahren

Mit diesem Verfahren könne Fehler in Bauteilen entdeckt werden, die von der Oberfläche ausgehen. Z.B. Risse, Rauigkeiten, unvollkommene Schweißnähte, etc.

Die zu untersuchende Stelle wird gereinigt, um die Zugänglichkeit zu eventuellen Fehlstellen sicherzustellen. Danach wird ein stark eingefärbtes oder fluoreszierendes Eindringmittel auf die Prüffläche aufgetragen. Dieses dringt durch Kapillarwirkung in die Fehlstellen ein. Durch die Zwischenreinigung wird überschüssiges Eindringmittel von der Bauteiloberfläche entfernt, danach beginnt der Trocknungsvorgang. Nach dem Trocknen wird der Entwickler auf die Prüffläche aufgetragen, der das verbliebene Eindringmittel an die Oberfläche saugt. Die Prüffläche kann dann unter geeigneten Beleuchtungsbedingungen (Tageslicht oder ultraviolettem Licht) inspiziert werden. [21], [22]

#### Visuelle Prüfung

Die visuelle Prüfung wird von fachkundigen Personen durchgeführt und dient als allgemeine Zustandskontrolle. So werden z.B. Verformungen, Risse und Korrosionen entdeckt. [24]

#### Vakuumprüfung

Die Vakuumprüfung kann an Schweißnähten durchgeführt werden. Dabei wird die Schweißnaht mit Seifenlauge benetzt. Eine durchsichtige Saugglocke erzeugt einen Unterdruck von 0,5 bar. Wenn Seifenblasen an der Schweißnaht entstehen, dann ist die Schweißnaht undicht. [25]

#### Standprobe

Bei der Flüssigkeitsstandprobe sind Behälter mit der zu lagernden Flüssigkeit oder mit Wasser zu befüllen. Der Füllstand muss über 24 Stunden konstant bleiben. Dabei ist besonders auf Undichtheiten und Formveränderungen zu achten. [25]

#### Druckprobe

Rohrleitungen und Armaturen werden darauf geprüft, ob sie dem 1,5fachen des Betriebsdruckes oder mindestens 2 bar standhalten und dadurch keine Verformungen auftreten. [25]

### 2.3.2.2 Anwendungsmöglichkeiten auf Tanküberprüfungen von außen

Unter einer Überprüfung von außen ist eine Überprüfung zu verstehen, bei der der Tank nicht entleert, gereinigt und durch einen Prüfingenieur betreten werden muss.

#### Boden

Früher wurde die Vakuumprüfung für Schweißnähte am Tankboden durchgeführt, sie wurde aber stark von der Schallemissionsprüfung verdrängt.

Um von vorne herein sicher gehen zu können, dass der Tankboden, mittels SEA, prüfbar ist, hat der Anlagenbetreiber einen Fragebogen bzw. eine Checkliste der Prüfinstitution auszufüllen.

Die Sensoren werden einen Meter über dem Boden bzw. einen Meter über der Schlammschicht angebracht. Sie haben zueinander einen Abstand von maximal 15 m und werden mit einem Koppelmittel an der Tankwand befestigt. Dazu muss die Isolierung an den betreffenden Stellen abgenommen und der Tank muss an diesen Stellen blank geschliffen werden.

Es sind, je nach Tankdurchmesser, mindestens sechs Sensoren am Umfang nötig, diese dürfen zueinander einen Abstand von maximal 15 m haben. Wenn der Tank ein Schwimmdach hat, muss eine zweite Reihe Schallaufnehmer angebracht werden, um Signale des Daches herausfiltern zu können.

Vor Prüfbeginn muss der Tank gefüllt werden, außerdem muss er davor 24 Stunden lang außer Betrieb sein, damit er sich beruhigen kann. Die eigentliche Prüfung (Aufzeichnung der Geräusche) dauert eine Stunde.

Die Empfindlichkeit der Messanordnung wird mit einem Prüfsignal (Abbrechen einer Bleistiftmine) auf ihre Sensitivität geprüft. Da auch alle Störgeräusche aufgezeichnet werden, müssen diese im Zuge der Auswertung herausgefiltert werden. Bei störenden Einflüssen durch Wind, Hagel, Regen, zu starke Sonneneinstrahlung (thermische Spannungen), etc. ist die Messung nicht möglich und muss verschoben werden.

Wenn die Prüfung durch den TÜV Austria durchgeführt wird, erfolgt eine Einordnung des Tanks in Klassen, nach der Tabelle 7.

Zur Auswertung werden die stündlichen Ortungen innerhalb einer Kreisfläche, mit dem Durchmesser von 5 % des Tankdurchmessers, herangezogen. [25]

**Tabelle 7**                      **Klassifizierung nach einer SEA [25]**

Klasse	Beschreibung	Anzahl der Ortungen	Empfohlene Dauer bis zur nächsten Instandhaltungsmaßnahme oder Prüfung
I	keine aktiven Quellen	unter 9	5 Jahre.
II	Korrosionen mit geringer Aktivität	10 bis 19	3 Jahre.
III	Korrosionen mit mittlerer Aktivität	20 bis 39	1 Jahr.
IV	Leckagen und / oder Korrosionen mit hoher Aktivität	über 40	Innenuntersuchung empfohlen.

Eine grobe Beurteilung des Tanks erfolgt noch am Messtag. Das Prüfprotokoll wird etwa ein Monat nach der Messung ausgehändigt. [25]

### **Mantel**

Es ist zwar noch nicht Stand der Technik, aber auch Tankmäntel können mittels SEA geprüft werden. Allerdings müssen wegen des schlechteren Schallübertragungsweges die Schallaufnehmer am Mantel in kleineren Abständen zueinander angebracht werden. [25]

Außerdem gibt es verschiedenste Prüfverfahren, die mithilfe von Ultraschall oder Wirbelstrom arbeiten. Zurzeit stecken einige davon noch im Entwicklungsstadium. In den nächsten Jahren ist, auf diesem Sektor, mit Neuheiten zu rechnen.

Einige Verfahren machen allerdings die vorherige Demontage der Isolierung erforderlich und verursachen somit (für kleinere Tanks) überproportional hohe Kosten. [26]

### **Festdach**

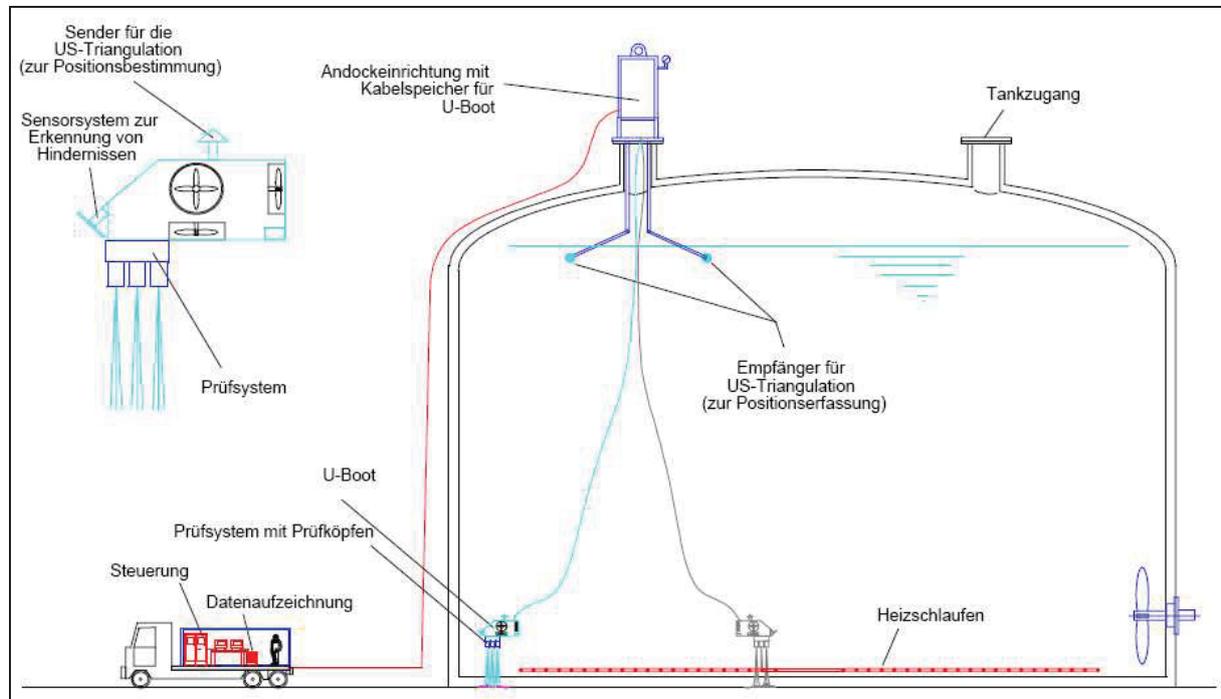
Da Festdachtanks nie ganz befüllt werden können fehlt das Schallübertragungsmedium zwischen Dach und den Schallaufnehmern. Der Widerstand bei alleiniger Übertragung über das Metall ist zu groß. Es wird zurzeit vom TÜV Austria an einem Verfahren zur Festdachprüfung mittels SEA gearbeitet. Mit einem Ergebnis ist in etwa drei Jahren zu rechnen. [25]

Auch das Festdach kann mittels Prüfverfahren, die mit Ultraschall oder Wirbelstrom arbeiten. Geprüft werden. Dabei ist es am meisten verbreit, mit einem Ultraschallprüfkopf, stichprobenartig Wandstärkemessungen durchzuführen. Ob die tragende Konstruktion unter dem Festdach von Korrosion befallen ist, lässt sich dadurch allerdings nicht beurteilen. [26]

### Rohrleitungen und Armaturen

Die Tankheizung, Zuleitungen, etc. werden einer Druckprüfung unterzogen. Eine Prüfinstitution beaufsichtigt und bestätigt die Durchführung. [25]

### Kombinierte Prüfung mittels fortschrittlichem Prüf – U - Boot



**Abbildung 26 Einsatz eines Prüf – U - Bootes [27]**

Dieses U – Boot wurde von der Fa. Cegelec Anlagen- und Automatisierungstechnik GmbH & Co. KG entwickelt und wird als Remote Operated Vehicle ( ROV ) bezeichnet.

Das ROV ist mit Propellern ausgestattet und kann sich somit ferngesteuert, im flüssigen Medium, bewegen. Dabei wird die Position permanent erfasst.

Mittels Ultraschallsensoren können die Wandstärken von Böden, Wänden und Einbauten gemessen werden. Der Abstand zwischen ROV und dem zu messenden Objekt soll etwa 40 cm betragen. Bei klaren Medien ist mit dem ROV zusätzlich eine visuelle Inspektion möglich. Sehr dünne Schlammschichten können vom ROV aufgewirbelt werden, damit wird der Tankboden inspizierbar.

Bei Schlammschichten, die nicht aufgewirbelt werden können, oder für Ultraschall undurchdringbare Beschichtungen, ist der Einsatz des ROV nicht zielführend. [27]

### 2.3.2.3 Beurteilung der Ölschlammmenge und -Art

Der Ölschlammkörper am Tankboden soll auf Quantität und Qualität untersucht werden. Wie erwähnt, soll dies möglichst ohne Betriebsunterbrechung stattfinden.

Die benötigte Reinigungszeit und die Kosten können besser abgeschätzt werden, wenn Ölschlammmenge und die Ölschlammzusammensetzung bekannt sind. Außerdem kann der Entsorgungs- bzw. Verwertungsweg schon vorher festgelegt werden, wenn die Eigenschaften des Ölschlammes bekannt sind.

#### Höhe der Schlammschicht

Über das obere Mannloch wird ein Gewicht, an einer Schnur, durch die Flüssigkeit zu Boden gelassen. Mit „Fingerspitzengefühl“ spürt man, wann das Gewicht die Schlammoberfläche berührt. Die Schlammschicht hat allerdings keine ebene Oberfläche, wodurch das vorhandene Volumen nur abgeschätzt werden kann. [28]

Erfahrungsgemäß ist der Schlammkörper meist schwach kegelförmig ausgebildet. Das Mannloch, von welchem aus die Peilung erfolgt, befindet sich in der Nähe der Tankwand. Deshalb kann die so ermittelte Schlammhöhe nicht als durchschnittliche Schlammhöhe über die ganze Bodenfläche angesehen werden. Dieser Umstand wird in folgender Abbildung qualitativ dargestellt.

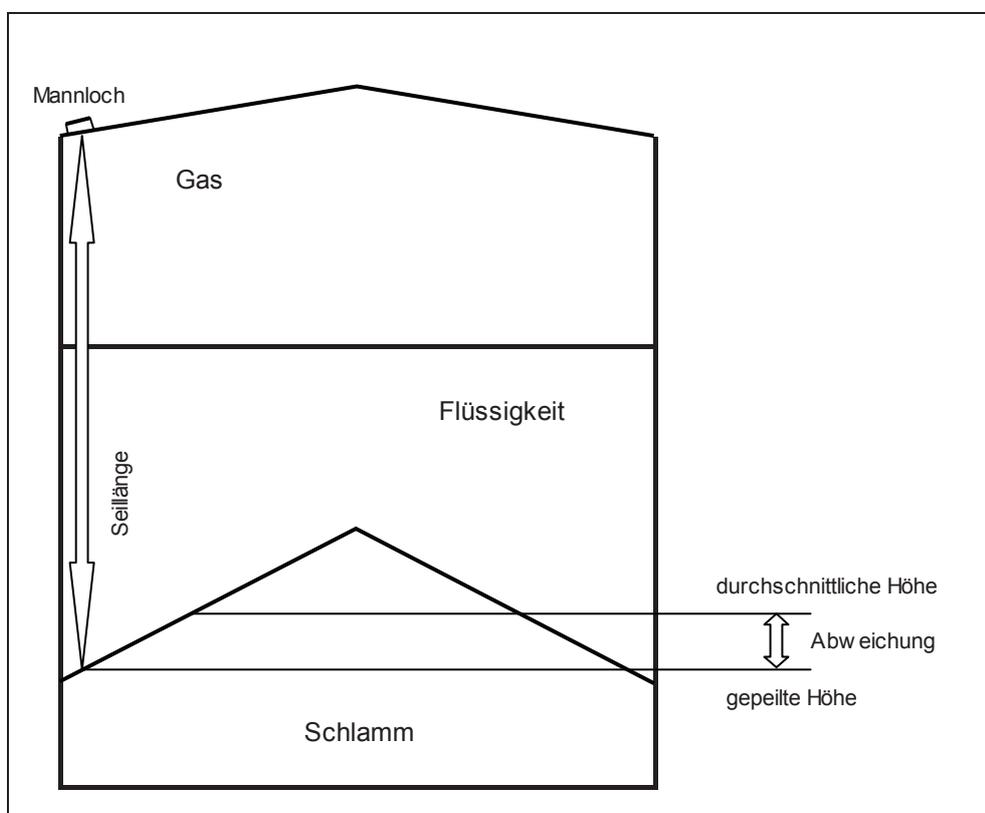


Abbildung 27 Peilung der Schlammhöhe [28]

### Eigenschaften des Schlammes

Zur Probennahmen des Schlammes, während des Betriebes, sind prinzipiell mehrere Möglichkeiten denkbar. Zwei davon laufen folgendermaßen ab:

#### ✂ **Methode 1:**

Als Probennahmeapparatur kann der so genannte Corer eingesetzt werden. Er wird vom dachseitigen Mannloch aus, an einem Seil, zum Ölschlamm hinab gelassen. Wegen der Beschwerung (4b) dringt das Plexiglasrohr (10) in den Schlammkörper ein. Beim Herausziehen wird ein Ball (4a) von einem elastischen Band (4c) unter die Plexiglasröhre gezogen und verschließt sie. Somit ist die Schlammprobe im Plexiglasrohr eingeschlossen und kann aus dem Tank gezogen werden. [29]

Der Nachteil besteht in der starken Verschmutzung dieser Apparatur, durch den Ölschlamm. Dies führt neben dem großen Reinigungsaufwand dazu, dass sogar Teile der Apparatur ausgetauscht werden müssen.

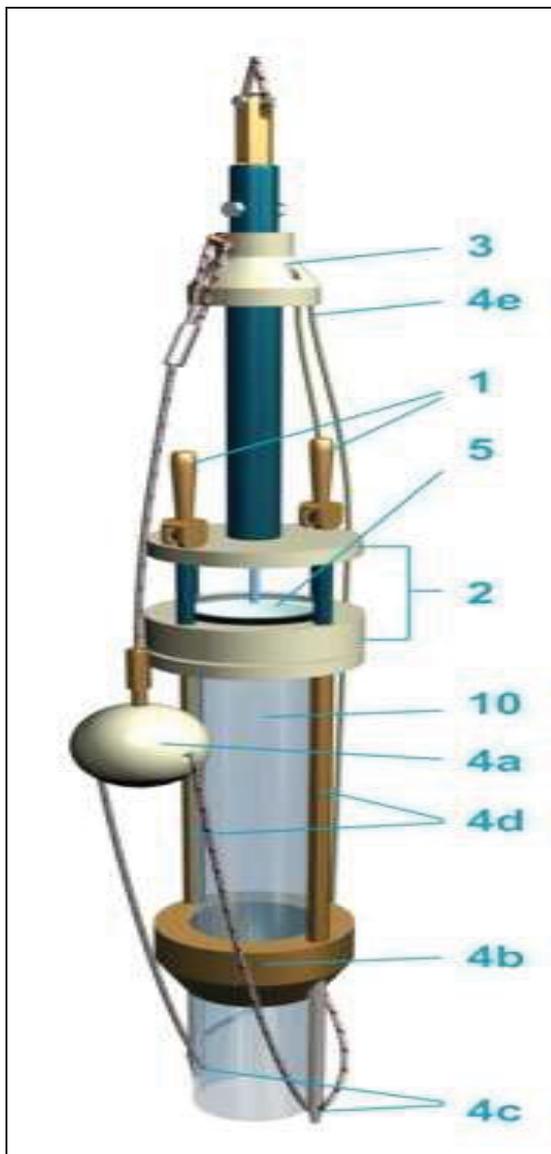


Abbildung 28 Probennahmeapparatur „Corer“ [29]

**✕ Methode 2:**

In Bodennähe kann ein Flansch an die Tankwand angeschweißt werden. An diesem wird ein Kugelhahn angeflanscht. Bei geöffnetem Kugelhahn wird die Tankwand durchbohrt. Nach dem Herausziehen des Bohrers wird durch Verschließen des Kugelhahns ein Austritt des Tankinhaltes unterbunden. Nun wird ein Rohrstück in dem sich vorne und hinten eine Stopfbuchse befindet an den Kugelhahn angeflanscht. Danach kann ein Rohr mit Rückschlagklappe eingeführt werden. Da die Rohraußenseite an den Stopfbuchsen anliegt, wird auch bei geöffnetem Kugelhahn ein Auslaufen des Tankinhaltes verhindert.

Bei dieser Methode ist eine problematische Schweißnaht anzubringen und ein Rohr mit der Länge des halben Tankdurchmessers ist erforderlich. Ein Vorteil ist, dass durch diese Öffnung beliebig oft Proben genommen werden können. Bei Tanks, an denen bereits ein blinder Flansch in geeigneter Position angebracht ist, ist diese Vorgehensweise jedenfalls vorteilhafter, dieser Umstand sollte bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden. [28]

Die Probennahme stellt, unabhängig von der gewählten Methoden, einen erheblichen Aufwand dar. Daher empfiehlt es sich, die gezogene Probe auf möglichst viele Parameter zu untersuchen. Dadurch kann es, bei folgenden Projekten, möglich sein, sich durch Hypothesen (ähnliche Schlammzusammensetzung), neuerliche Probennahmen und Untersuchungen zu ersparen.

## 2.4 Gründe für die Reinigung von Rohölproduktionstanks

Wie bereits ausgeführt wurde, gibt es mehrere Gründe, die eine Reinigung von Rohölproduktionstanks erforderlich machen.

### 2.4.1 Zustandsüberprüfung von außen nicht möglich

Wenn aufgrund eines Zwischenfalles, eines schlechten Prüfergebnisses oder einer längeren Zeitdauer seit der letzten Prüfung Zweifel, am ordnungsgemäßen Zustand eines Tanks, bestehen, dann muss dieser Tank überprüft werden. Eine 100 % sichere Aussage ist ohne Innenbesichtigung nicht möglich. Deshalb waren früher, als die Prüfmethode noch nicht so ausgereift waren, öfter Innenüberprüfungen notwendig, als heute. [11]

### 2.4.2 Reinigung in regelmäßigem Prüfintervall

Manche Tankbetreiber versuchen, Tanks unabhängig von Prüfungen, in regelmäßigen Intervallen, einer Revision zu unterziehen und bei Bedarf Reparaturarbeiten vorzunehmen. Dazu ist der Tank mindestens grob zu reinigen, damit er begangen und inspiziert werden kann. Falls Reparaturarbeiten nötig sind muss der Tank auch fein gereinigt werden. [30]

### 2.4.3 Abgelagerte Ölschlämme

Abgelagerter Schlamm am Tankboden stört den Produktionsprozess auf zweierlei Arten, wie in Abbildung 29 dargestellt wird. Der Totraum am Boden kennzeichnet jenes Volumen im Tank, welches vom Schlamm eingenommen wird.

- ✘ Der Ausgang der Wasserphase, aus dem Tank, ist in einer bestimmten Höhe (je nach Tankgröße und Bauart einige Meter über dem Boden), im Produktionswasserbereich, angebracht. Wenn die Schlammschicht am Boden diese Höhe übersteigt, kann kein Wasser mehr aus dem Tank abgezogen werden. [30]
- ✘ Die durchschnittliche Verweilzeit in einem Absetzbecken errechnet sich allgemein als Beckenvolumen dividiert durch den Volumenstrom. Wenn das Volumen der Produktionswasserphase ( $V_{\text{Wasser}}$ ) durch eine größer werdende Schlammschicht zu klein wird, dann kann die optimale Absetzzeit von zehn bis zwölf Stunden unterschritten werden. Dies führt zu einer nicht optimalen Produktionswasserqualität. Je höher der Wasseranteil im Rohöl ist, desto größer muß die Produktionswasserschicht sein. [30]

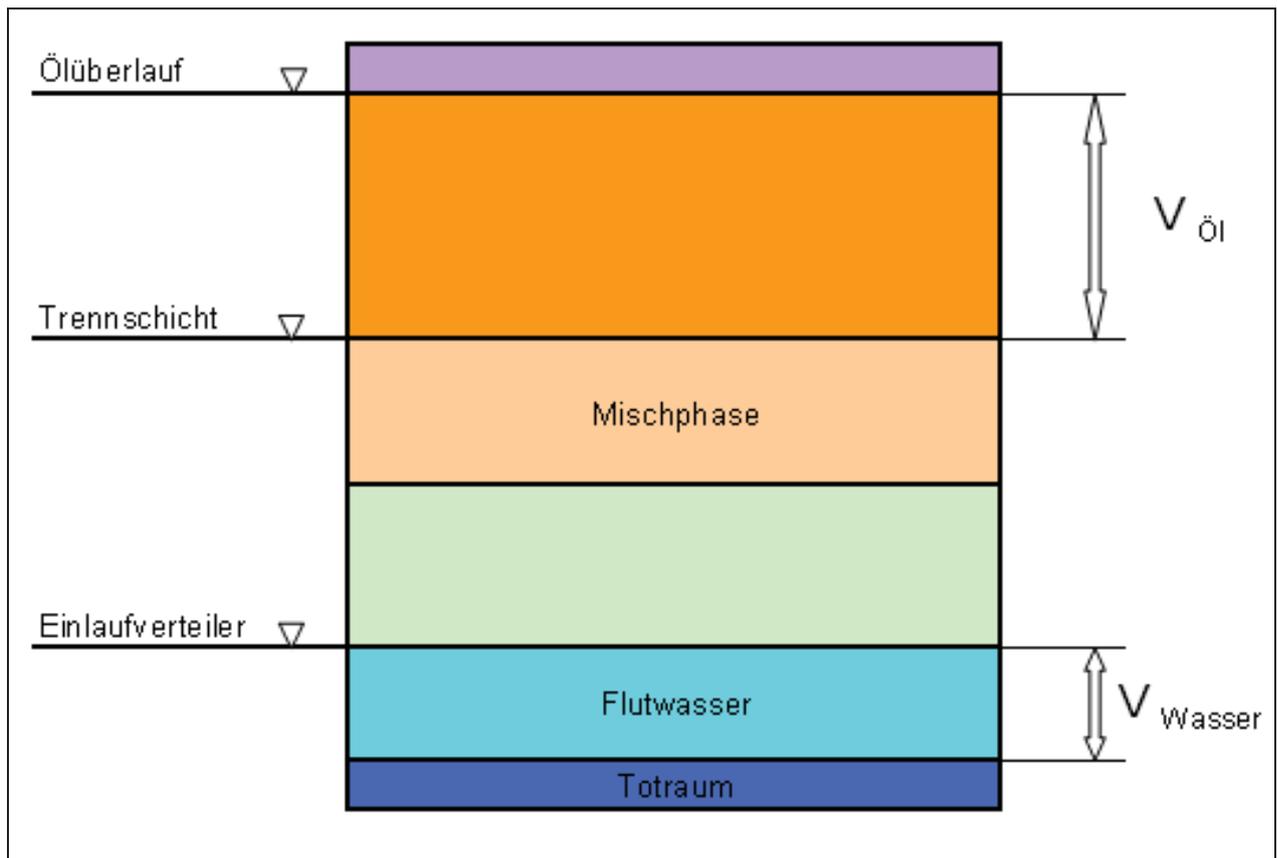


Abbildung 29 Phasen in einem Settlingtank [30]

## 2.4.4 Korrosion und Leckagen von Rohölproduktionstanks

Reines, wasserfreies Öl würde nur sehr geringe Korrosion an den Öltanks verursachen. Das Gemisch aus Öl, Salzwasser, Luft, Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) beansprucht die Tanks allerdings sehr stark und kann zu Wanddickenabnahmen und Leckagen führen.

Dies hat sich auch bei den bisherigen Inspektionen von Produktionstanks gezeigt. In den Bereichen, die dichte- und schwerkraftbedingt nur mit Öl in Berührung kommen, waren die Tankwänden beinahe nicht korrodiert. Hingegen sind an den Tankböden, die in permanentem Kontakt mit Salzwasser stehen und den Festdächern, die in permanentem Kontakt mit Öl-, Salzwasser-, Luft-, H<sub>2</sub>S- und CO<sub>2</sub>- Dämpfen stehen, erhebliche Korrosionserscheinungen zu erkennen. [4]

### 2.4.4.1 Ursachen der Korrosion

Die, am stärksten, korrosionsbegünstigenden Faktoren sind Salzwasser und die Gase O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S im Tank. Im folgenden Teil einige Korrosionsmechanismen und wichtige Einflussfaktoren.

#### Entstehung der Ionen

Glg. (1) zeigt die Dissoziation von reinem Wasser zu Hydronim-Ionen und Hydroxid-Ionen. Da aber die Konzentration beider Ionen gleich ist, nämlich 10<sup>-7</sup> mol/l, hat reines Wasser einen pH-Wert von 7 und ist neutral.

**Glg. (1) Dissoziation von H<sub>2</sub>O**



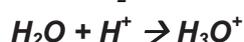
Nach Glg. (2) dissoziiert Kochsalz in Wasser zu Salzsäure (eine starke Säure) und Natriumhydroxid (eine starke Base). [31], [32]

**Glg. (2) Dissoziation von NaCl in H<sub>2</sub>O**



Wasser verhält sich nach Glg. (3) gegenüber starken Säuren als Base (nimmt also ein Proton auf). [31], [32]

**Glg. (3) Entstehung des H<sub>3</sub>O<sup>+</sup> aus HCl**



Wasser verhält sich nach Glg. (4) gegenüber starken Basen als Säure (gibt also ein Proton ab). [31], [32]

**Glg. (4) Entstehung des OH<sup>-</sup> aus NaOH**



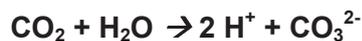
Bei Vorhandensein von Schwefelwasserstoff entstehen nach Glg. (5) Hydronium-Ionen. [33]

**Glg. (5) Entstehung des H<sub>3</sub>O<sup>+</sup> aus H<sub>2</sub>S**



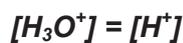
Bei Vorhandensein von Kohlendioxid entstehen nach Glg. (6) Protonen und Carbonat-Anionen. [32]

**Glg. (6) Entstehung von H<sup>+</sup> und CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> aus CO<sub>2</sub>**



Es ist zu beachten, dass die Konzentration des Hydronium-Ions gleich der Konzentration der Protonen ist.

**Glg. (7) Protonenkonzentration**



**Korrosionsvorgänge**

In saurem Milieu, bei der Gegenwart von Wasser und unter Sauerstoffmangel werden Protonen zu Wasserstoff reduziert. Man spricht von der **Wasserstoffkorrosion**. [31], [32]

**Glg. (8) Wasserstoffkorrosion**



In alkalischen oder neutralen Lösungen, in Gegenwart von Wasser oder Wasserdampf und ausreichend Sauerstoff bzw. Luft kommt es zur **Sauerstoffkorrosion**. [31], [32]

**Glg. (9) Sauerstoffkorrosion**



### 2.4.4.2 Einflussfaktoren

Nachfolgend eine kurze Auflistung der wichtigsten **korrosionsbeeinflussenden Faktoren**:

#### **Sauerstoff**

Im Allgemeinen wird die Korrosion durch erhöhte Sauerstoffkonzentration in der Flüssigkeit begünstigt. Die Löslichkeit von Sauerstoff steigt mit dem Druck, sinkt aber mit der Temperatur und der Salzkonzentration in der Flüssigkeit. [31], [32]

#### **Säuren**

Durch die Protonenabgabe der Säuren steigt die Korrosivität einer Flüssigkeit mit dem Säuregehalt. [33]

Die schwachen Säuren  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$  sind im Erdgas enthalten. Das Gas kann über Separatoren nicht zur Gänze abgeschieden werden, daher treten  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$  auch in Produktionstanks auf.

#### **Salze**

Vor allem Alkalimetalle, besonders Natrium, erhöhen die Korrosivität einer Flüssigkeit. Dies ist auf die steigende Leitfähigkeit durch erhöhten Salzgehalt zurückzuführen.

Bei Vorhandensein von Chloriden tritt vor allem Lochfraß auf. Dabei entstehen Krater deren Tiefe mindestens so groß ist wie ihre flächenmäßige Ausdehnung. Danebenliegende Flächen sind weniger stark betroffen. [31], [32]

Da die Lagerstättenwässer Salzwässer sind, kommen Salze, mit der Erdölproduktion, in die Produktionstanks.

#### **Temperatur**

Eine erhöhte Temperatur wirkt sich allgemein korrosionsbegünstigend aus. Es wird zwar die Löslichkeit des Sauerstoffes reduziert, dafür erhöhen sich die Diffusionsgeschwindigkeit des Sauerstoffes und die spezifische Leitfähigkeit der Flüssigkeit. [31], [32]

#### **Strömungsgeschwindigkeit**

Eine erhöhte Strömungsgeschwindigkeit verringert die Diffusionsschichtdicke. So gelangt der Sauerstoff leichter an die Metalloberfläche und die Korrosion wird begünstigt. [31], [32]

### 2.4.4.3 Korrosionsschutzmaßnahmen

Durch den Elektronen ( $e^-$ ) - Transport fließt ein Strom  $I$  zwischen Kathode und Anode. Wenn diese Stromstärke bekannt ist, kann nach Glg. (10) die Masse Metall berechnet werden, die innerhalb einer Zeitspanne korrodierte.

#### Glg. (10) Faradaysches Gesetz

$$m_{Me} = (M_{Me} * I * t) / (F * z_{Me})$$

$m_{Me}$	[g]	Masse an oxidiertem Metall
$M_{Me}$	[g/mol]	Molmasse des oxidierten Metalls (Eisen = 55,85)
$I$	[A]	Stromstärke
$t$	[s]	Zeit
$F$	[C/mol], [A*s/mol]	Faradaykonstante (= 96.485,34)
$z_{Me}$	[-]	Oxidationszahl des Metalls (Eisen = 2)

Damit der Korrosionsvorgang stattfinden kann müssen sowohl die kathodische, als auch die anodische Teilreaktion ablaufen. Es genügt zur Unterbindung der Korrosion, eine beliebige der beiden Teilreaktionen zu unterbinden. Man unterscheidet zwischen passivem und aktivem Korrosionsschutz, je nachdem welche Teilreaktion verhindert wird. [34]

#### 2.4.4.3.1 Passiver Korrosionsschutz

Durch Trennung (elektrische Isolierung) des zu schützenden Werkstoffes (der Anode) vor angreifenden Medien, an der Innen- und Außenseite, wird die kathodische Teilreaktion unterbunden. [34]

Zum Schutz vor dem Kontakt zur Atmosphäre sind Anstriche im Allgemeinen ausreichend. Der Schutz gegen ständigen Kontakt mit Elektrolyten hingegen sollte mittels hochwertigen Beschichtungen erfolgen. Wichtige **Anforderungen** an solche **Beschichtungen** sind:

- ✘ geeigneter elektrischer Widerstand.
- ✘ gute Resistenz gegen das Medium bzw. die Umgebung.
- ✘ geringe Wasseraufnahme.
- ✘ geringe Wasserdampfdiffusion.
- ✘ hohe mechanische Festigkeit.

[32]

Es können z.B. Zementmörtel oder Epoxydharz für den Innenschutz flüssigkeitsführender Stähle angewendet werden. Bei der Innenauskleidung mit Zementmörtel erfolgt neben mechanischem Schutz gegen erodierende Partikel eine Alkalisierung der Innenfläche bis zu einem pH - Wert von 12. In diesem alkalischen Milieu können keine Korrosionsvorgänge ablaufen. Der Effekt ist umso höher, je dichter das Mörtelgefüge ist. [32]



### 2.4.4.3.2 Aktiver Korrosionsschutz

Der aktive Korrosionsschutz wird auch als kathodischer Korrosionsschutz bezeichnet. Er wird meist zusätzlich angewandt, zum Schutz vor eventuellen Fehlstellen im passiven Korrosionsschutz. [32]

Das Prinzip ist, dass die  $e^-$  für die kathodische Teilreaktion aus einer Fremdquelle bereitgestellt werden. Somit besteht kein Bedarf an  $e^-$ , welche von der anodischen Teilreaktion (Auflösung des Metalls) bereitgestellt würden - dadurch unterbleibt diese Reaktion.

Die Fremdquelle wird von so genannten Opferanoden dargestellt, das sind unedlere als das zu schützende Metall. Diese Opferanoden werden in räumlicher Nähe des zu schützenden Objektes angebracht. Ihre Wirkung kann durch Stromversorgung erhöht, und somit ein beliebig großer Schutzstrom bereitgestellt werden. [32]

Eine wichtige Bedingung für das Funktionieren dieses Prinzips ist, dass die Opferanode und das zu schützende Metall, zur  $e^-$ -Wanderung, von einem Elektrolyten (leitender Erdboden oder leitende Flüssigkeit) umgeben werden. [32]

Oberirdische Tanks, welche gänzlich auf einem isolierenden Betonfundament stehen können, mangels Umgebung mit einem Elektrolyten, von außen nicht kathodisch korrosionsgeschützt werden.

Eine Möglichkeit, zum Schutz von außen, wäre, neue Tanks auf dazu geeigneten Fundamenten zu errichten.

Zum Schutz des Tanks, von innen, müsste man Opferanoden an der Tankinnenseite anbringen.

## 2.5 Verwertung bzw. Entsorgung der Öldämpfe

Nach dem Ablassen der flüssigen Phasen beginnt jede Tankreinigung damit, dass der Tank geöffnet und von den Öldämpfen befreit werden muss. Erst dann kann mit der Entfernung der Ölschlämme, gefolgt von der erforderlichenfalls weiteren Reinigung, begonnen werden.

Es gibt eine Reihe von **möglichen Verfahren** zur **Behandlung** der **Öldämpfe**. Diese sind aber zur Verwendung in der Praxis oft **wenig sinnvoll**:

**Beispiel 1: Zugabe von Geruchsverbesserern**

Durch die Zugabe von Geruchsverbesserern sinkt zwar die Geruchsbelästigung, allerdings erhöhen sich die Gesamtemissionen. Daher ist dies sicher die schlechteste Methode. [35]

**Beispiel 2: Verbrennungsmotor**

Die Öldämpfe können in einem Verbrennungsmotor zu mechanischer Energie und einem angekoppelten Generator zu elektrischer Energie umgewandelt werden. Die gewinnbare elektrische Energie rechtfertigt diese aufwendige Einrichtung mit hohen Betriebs- und Investitionskosten nicht. [35]

**Beispiel 3: Katalysator**

Die Abgase oxidieren an einem Oxi - Kat. Es sind aber einerseits die Betriebs- und Investitionskosten sehr hoch, andererseits können KW - Konzentrationen von mehr als 10 g/m<sup>3</sup> den Katalysator überhitzen und beschädigen. [35]

**Beispiel 4: Kryogene Behandlung mit flüssigem Stickstoff**

Der kalte flüssige Stickstoff lässt die gasförmigen KW aus den Öldämpfen kondensieren. Der hohe finanzielle Aufwand für den flüssigen Stickstoff lässt sich allerdings nicht rechtfertigen. [35]

Die **sinnvolleren Verfahren** zum **Umgang mit Öldämpfen** aus der **Tankreinigung** werden im folgenden Kapitel detailliert erläutert:

### 2.5.1 Öldämpfe nicht behandeln

Dies stellt das einfachste Verfahren dar. Dabei wird das Mannloch des Tanks geöffnet und der Tank wird mit Frischluft gespült, bis ein Betreten, aus sicherheitstechnischer Sicht, möglich ist. Die Folgen sind, dass in der Abluft (je nach Rohölart) KW - Konzentrationen von 150 bis 350 g/m<sup>3</sup> auftreten können. Die Emissionen von höheren KW, insbesondere Benzol, sind umweltschädlich und stellen eine enorme Geruchs- und Gesundheitsbeeinträchtigung für Anrainer dar. [35]

### 2.5.2 Verbrennung der Öldämpfe nach den KERO - Verfahren

Diese Konzepte wurde vom Institut für Verfahrenstechnik des Industriellen Umweltschutzes der Montanuniversität Leoben (unter der Leitung von Prof. Werner **K**epplinger) und der Fa. Johann **R**ohrer GmbH entwickelt und tragen daher den Namen KERO. Das Prinzip des Verfahrens ist es, Öldämpfe aus dem Tank abzusaugen und der Verbrennung zuzuführen.

Das Ziel war es, ein emissionsarmes Reinigungsverfahren für Großöltanks mit Schwimmdach zu entwickeln.

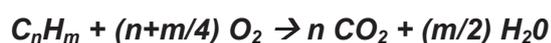
Aufgrund der erzielbaren Schadstoffreduktion wurde das KERO - Verfahren in die BREFs aufgenommen. Außerdem wird es auch in der TA - Luft zur Emissionsminderung bei Öltankreinigungen vorgeschlagen. [35]

#### Verbrennungsvorgang

Die Grenze der Selbstbrennbarkeit von Luft - Öldampfgemischen liegt bei einer KW - Konzentration von 60 g/m<sup>3</sup>. Daher können Abgase, die bei der Öltankreinigung entstehen, zu CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>O oxidiert werden. [35]

Theoretisch läuft die Verbrennung nach Glg. (11) ab.

#### **Glg. (11) KW - Verbrennung**



Der, im Öldampf enthaltene, Schwefel wird dabei, analog zu Glg. (11), zu SO<sub>2</sub> oxidiert.

Es ergibt sich der große Vorteil, dass praktisch keine Kohlenwasserstoffe, vor allem keine Benzole, in die Atmosphäre geleitet werden. Durch den Einsatz einer geeigneten Low-NO<sub>x</sub>-Fackel erreicht man niedrige Konzentrationen an NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> und CO (wegen beinahe vollständiger Verbrennung). [35]



Da das, aus dem Tank abgesaugte, Volumen durch Luft oder Inertgas ersetzt werden muss, sinkt der Brennwert, des zu verbrennenden Gases, im Laufe des Reinigungsverfahrens. Es stellen sich daher nacheinander drei Phasen ein:

- 1. Phase:** Das Gas – Luft - Gemisch besitzt seine Anfangskonzentration (je nach Rohöltyp 150 bis 350 g/m<sup>3</sup>, in Einzelfällen bis zu 800 g/m<sup>3</sup>) und ist damit weit übersättigt. Luftzumischung in der Fackel sorgt für eine etwas überstöchiometrische Zusammensetzung. Danach wird das Gemisch zur Verbrennung gebracht. Diese Phase ist aufrecht, bis die Konzentration der Dämpfe auf etwa 50 g/m<sup>3</sup> abgesunken ist.
- 2. Phase:** In dieser Phase sinken die KW - Konzentrationen auf 35 g/m<sup>3</sup> ab. Dieser Gasmischung müssen nur geringe Mengen Luft zugemischt werden um eine optimale Verbrennung zu CO<sub>2</sub> (und SO<sub>2</sub>) und H<sub>2</sub>O zu erreichen. Nun bewegt sich die Konzentration in Richtung unterer Zündgrenze.
- 3. Phase:** Nach Unterschreiten der Zündgrenze wird Stützgas (Erdgas oder Propan) zugemischt um die stabile Verbrennung aufrecht zu erhalten. Durch einen permanent brennenden Pilotbrenner ist gewährleistet, dass es nie zum Verlöschen der Flamme kommt.

[36]

### Sicherheit

Rohölproduktionstanks unterliegen nicht der „Technischen Richtlinie für brennbare Flüssigkeiten – Lager (TRbF 20)“, weil sich die brennbare Flüssigkeit in einem Arbeitsgang befindet. Jedoch wurde das KERO - Fackelsystem zur Reinigung großer Lagertanks entwickelt und deshalb, vom TÜV Süddeutschland, auf Grundlage der TRbF 20 geprüft. Und für sicherheitstechnisch unbedenklich befunden.

Der TÜV – Freigabe zufolge besitzt die Fackel folgende Eignung:

- ✘ *VbF – Gefahrenklasse des Lagermediums:*
  - A1
  - Flammpunkt: < 21 °C.
- ✘ *Temperaturklasse der Fackel:*
  - T3
  - Maximale Oberflächentemperatur: 200°C.
- ✘ *Explosionsgruppe der Fackel:*
  - IIA
  - Eignung für: Rohöl, Heizöl, etc.

[37]

Durch das Gebläse, zur Absaugung, kann ein andauernder Unterdruck im Öltank eingestellt werden. Somit werden diffuse Emissionen von Öldämpfen mit Sicherheit ausgeschlossen. Der permanent brennende Pilotbrenner sorgt dafür, dass die Flamme nie ausgeht.

Die Flammenrückschlagsicherungen können ein Zurückbrennen in den Öltank verhindern. Im Falle eines Flammenrückschlages schließt die Schnellschlussarmatur, wenn mehr als 70 bis 80°C vor der flammendurchschlagsicheren Armatur gemessen werden.

Zusätzlich wird durch das Gebläse eine Austrittsgeschwindigkeit, an der Fackel, von mindestens 15 m/s garantiert. Dadurch ist ein Zurückbrennen nicht möglich. Wird diese Geschwindigkeit unterschritten, schließt sich die Schnellschlussarmatur. [37]



**Abbildung 30** *Low – NO<sub>x</sub> - Fackel im Betrieb [35]*

In Abhängigkeit davon, ob die entstehende Wärmeenergie der Abfackelung genutzt wird und ob die Verbrennungsabgase rückgeführt werden, können wiederum mehrere Verfahren unterschieden werden. Die drei folgenden Verfahren sind patentrechtlich geschützt, jedoch wird letzteres noch nicht praktisch angewandt.

### 2.5.2.1 Ohne Nutzung der Verbrennungswärme und des Rauchgases

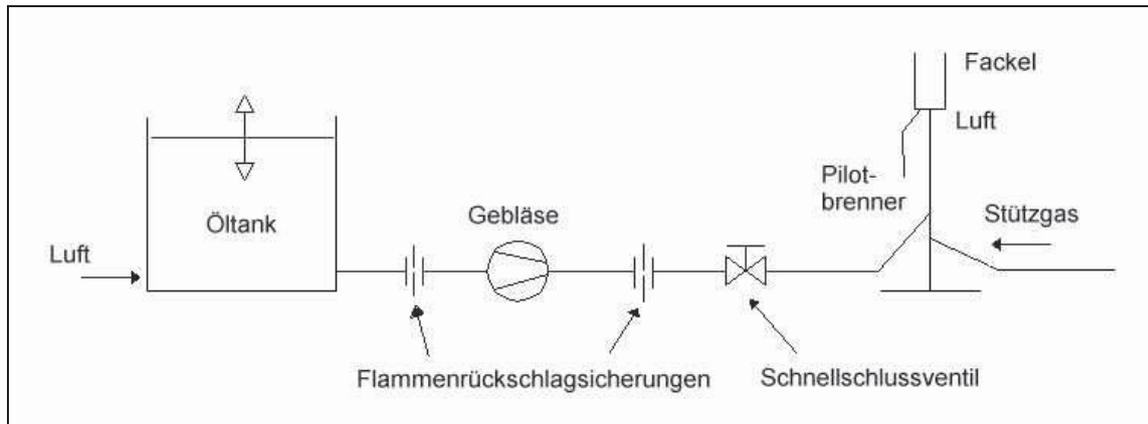


Abbildung 31 Ohne Nutzung der Verbrennungswärme und des Rauchgases [35]

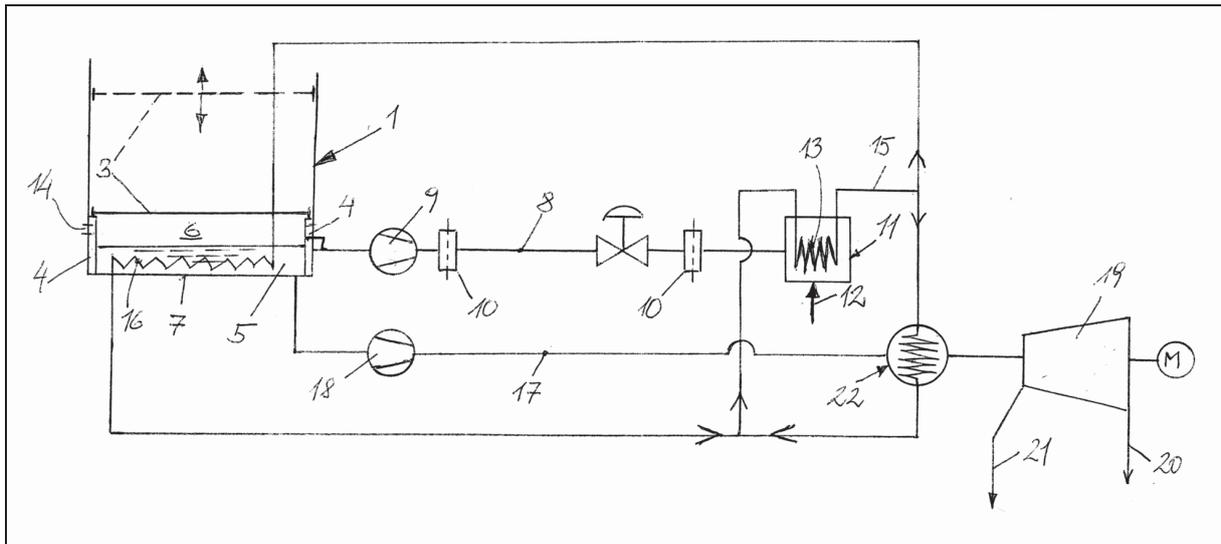
Es handelt sich hierbei um das Grundverfahren, von dem sich die beiden weiteren Entwicklungen abgeleitet haben. Dieses Verfahren arbeitet sehr zuverlässig, zeigte aber **Verbesserungspotential** in folgenden Punkten:

- ⊗ Die Energie der Öldämpfe bleibt ungenutzt.
- ⊗ Die Schlammrückstände und das verbleibende verunreinigte Öl im Öltank müssen entsorgt oder zur Ölrückgewinnung verbracht werden.
- ⊗ Wegen der offenen Flamme muss die Fackel außerhalb der Ex - Zone aufgestellt werden, dies macht ein langes Rohrleitungssystem erforderlich.
- ⊗ Die Brennbarkeit des Gasgemisches im Tank kann nicht beeinflusst werden.

[38]

Wegen des geringen apparativen Aufwandes und der daraus resultierenden hohen Mobilität wird dieses Verfahren aber nach wie vor häufig eingesetzt.

### 2.5.2.2 Nutzung der Verbrennungswärme, ohne Nutzung des Rauchgases



**Abbildung 32** Nutzung der Verbrennungswärme, ohne Nutzung des Rauchgases [38]

Mit diesem Verfahren wurde versucht, dem Verbesserungspotential des obigen Verfahrens zu entsprechen. Allerdings ist dieses Verfahren wegen des großen apparativen Aufwandes nur für Großöltanks einzusetzen. Außerdem wird vorausgesetzt, dass der Ölschlamm am Tankboden pumpfähig ist, feste Rückstände können auf diesem Wege nicht aus dem Tank gefördert werden.

Die Verbrennung erfolgt hier in einer feuerfest isolierten Kammer (11), der so genannten Kaltluftfackel. Die freigewordene Wärmeenergie wird in Form von Heißwasser oder Niederdruckdampf gewonnen.

Dadurch werden die entstehenden Rauchgase von etwa 1500 auf 400°C abgekühlt. Da 400°C unter der Zündtemperatur (Entzündung durch Erhitzung, ohne Zündquelle) von KW liegt, stellt der Ex - Schutz kein Problem mehr dar.

Der Tank darf aus Gründen des Ex - Schutzes erst nach Unterschreitung von 10 % UEG betreten werden. Durch das Ausgasen des Ölschlammes wird diese Grenze allerdings erst nach sehr langer Zeit erreicht. Zugabe von Stickstoff während des Absaugvorganges kann die Zündfähigkeit des Gasgemisches erniedrigen. Die Stickstoffzufuhr (14) wird so geregelt, dass der permanente Unterdruck im Tank erhalten bleibt.

Durch Stützgaszufuhr (12) in der Kaltluftfackel wird die Stickstoffzufuhr wieder ausgeglichen. [38]

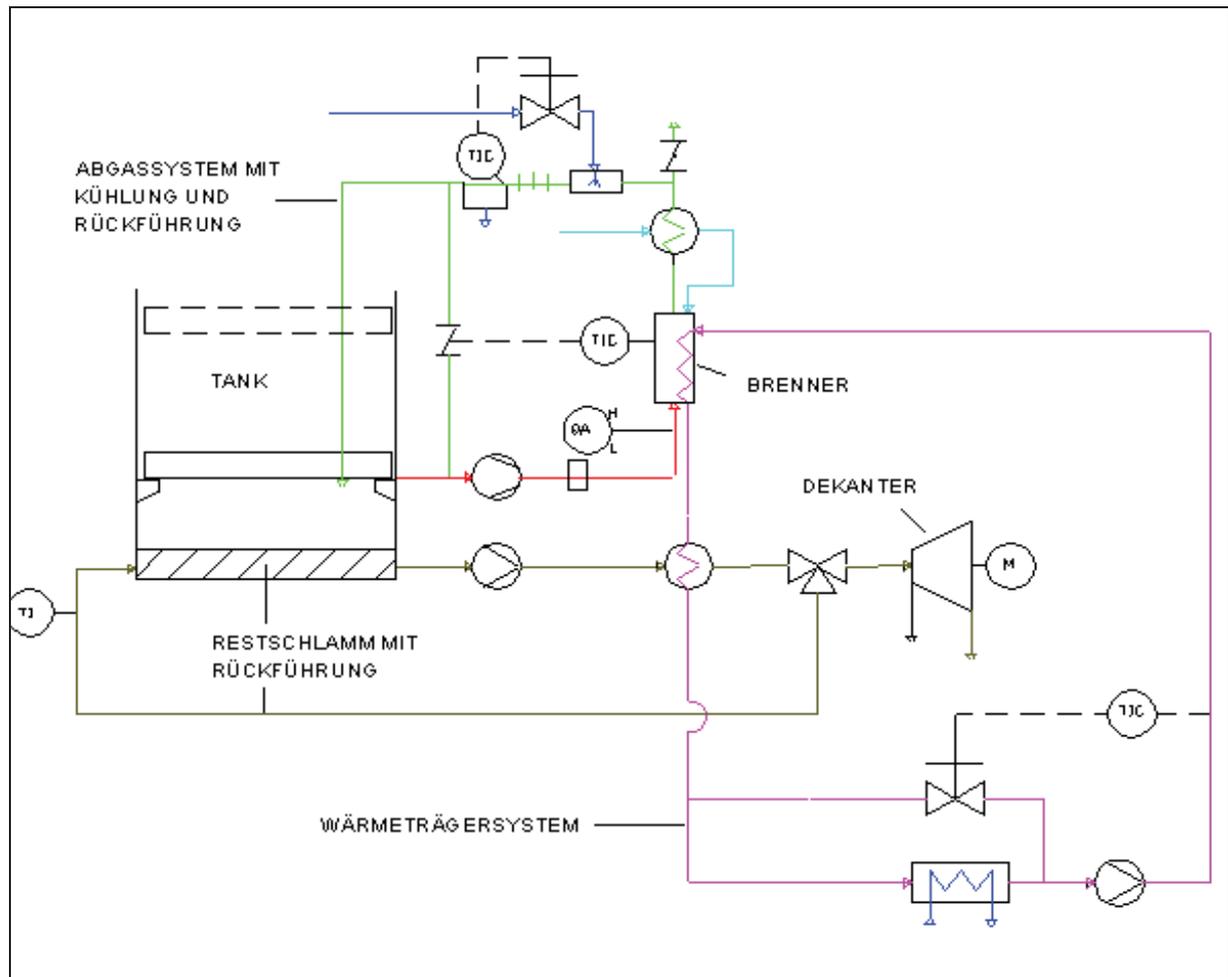
Die **Wärmeenergie** des erzeugten Heißwassers oder Dampfes kann auf verschiedene Arten **genutzt** werden:

- ✕ Bei Tanks mit internen Wärmetauschern (16) kann der Ölschlamm (5) aufgewärmt und somit leichter pumpfähig gemacht werden. Dann kann der Schlamm mittels einer Pumpe (18) über eine Rohrleitung (17) in eine Dekanter-Zentrifuge (19) gepumpt werden. In der Zentrifuge kann der Schlamm in nutzbares Öl (20) und zu entsorgenden Feststoff (21) getrennt werden.
- ✕ Bei nicht beheizbaren Tanks kann der Schlamm mittels einer Pumpe (18) über eine Rohrleitung (17) in einen Wärmetauscher (22) gepumpt werden. Dort wird der Schlamm soweit aufgeheizt, dass seine Viskosität gering genug ist, um in der Zentrifuge getrennt zu werden
- ✕ Nicht benötigtes Heißwasser und Dampf kann in eventuell vorhandene Heißwasser- bzw. Dampfnetze eingespeist werden.

[38]

Somit sind bei diesem Verfahren die stoffliche Verwertung des Ölschlammes und die energetische Verwertung der Öldämpfe möglich. Außerdem sind die Aufwendungen zur Schlamm Entsorgung, wegen der Ölrückgewinnung, geringer.

### 2.5.2.3 Nutzung der Verbrennungswärme und des Rauchgases



**Abbildung 33** Nutzung der Verbrennungswärme und des Rauchgases [35]

Dieses Verfahren arbeitet nach dem gleichen Prinzip wie obiges Verfahren. Allerdings kann das, bei der Verbrennung der Öldämpfe, anfallende Rauchgas optional teilweise, statt dem Stickstoff, als Inertgas eingesetzt werden. [35]

Somit ist die Wirtschaftlichkeit höher als bei obigem Verfahren, da die Stickstoffzufuhr reduziert werden kann.

Zu beachten ist der weiter gestiegene apparative Aufwand gegenüber obigem Verfahren, aufgrund dessen das Verfahren, bis heute, noch nicht zur Anwendung gekommen ist.

### 2.5.2.4 Emissionsminderung durch die KERO - Verfahren

Den BREFs zufolge können durch fortschrittliche Reinigungsverfahren KW - Emissionen von weniger als 0,5 kg/m<sup>2</sup> erreicht werden. [39]

Die Emissionen werden deswegen auf die Grundfläche des Tanks bezogen, weil zur Lagerung flüssiger Kohlenwasserstoffe, im großen Maßstab, nur Schwimmdachtanks verwendet werden. Diese verringern aber ihren Rauminhalt im entleerten Zustand, weshalb ein Bezug auf das Volumen nicht zweckmäßig wäre.

Die Fa. Johann Rohrer GmbH ließ das Fackelsystem auf seinen Wirkungsgrad hin überprüfen. Die TÜV Industrie Service GmbH bestätigte durch Messungen einen Wirkungsgrad von 99 %. [40]

Die Begleitmessung einer Öltankreinigung ergab eine spezifische Emission von 0,03 kg/m<sup>2</sup>, dies entspricht lediglich 6 % des, in den BREFs angegebenen, Richtwertes. [41]

### 2.5.2.5 Gasförmige Tankemissionen: Tankreinigung vs. Normalbetrieb

Es soll beurteilt werden können, welche Maßnahmen, zur Minderung gasförmiger Emissionen bei der Tankreinigung, vertretbar sind. Daher müssen die Emissionen, welche bei der Reinigung entstehen, in Relation zu den Emissionen, die im Normalbetrieb entstehen, gesetzt werden.

Im BREF: „BVT - Merkblatt über die besten verfügbaren Techniken zur Lagerung gefährlicher Substanzen und staubender Güter“ ist dazu eine Beurteilungsmöglichkeit angeführt.

Mit einem Matrixschema werden verschiedene Emissionsquellen gegenübergestellt. Das Ergebnis sind keine Absolutwerte, sondern Punkte. Diese Emissionspunkte geben an, wie bedeutsam eine Emissionsquelle, in Relation zu einer anderen Emissionsquelle, ist. [42]

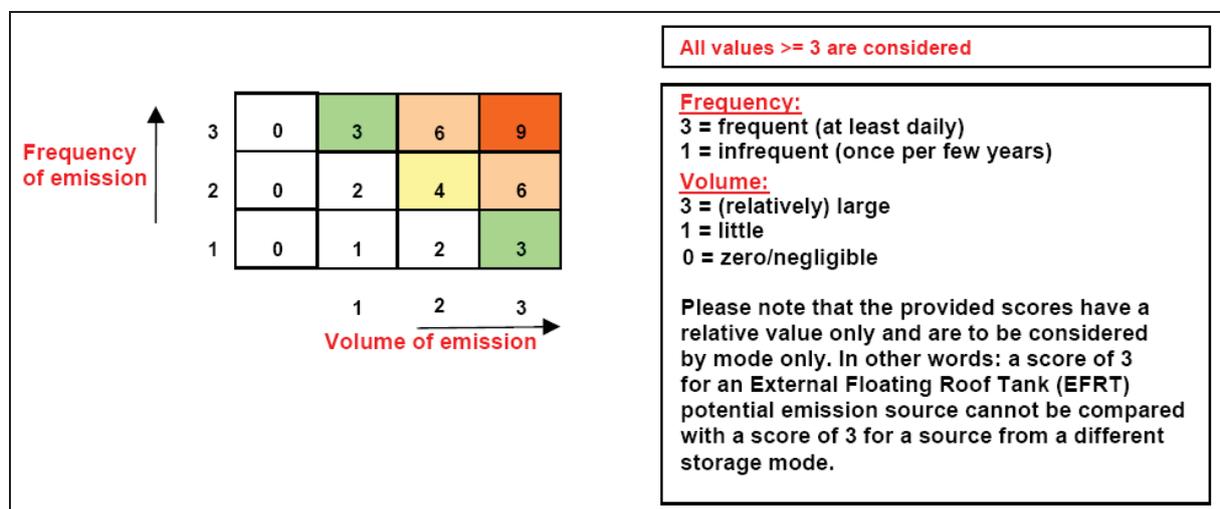


Abbildung 34

Berechnung der Wertigkeit gasförmiger Emissionen [42]



Es werden lediglich die Punkte aus der Emissions - Frequenz mit jenen des Emissions - Volumens multipliziert. Das Ergebnis sind Emissionspunkte. Dieser Vorgang wird in der Abbildung 34 dargestellt.

Bei Festdachtanks zeigt sich, dass die Reinigung, im Vergleich zu Befüllung und Verdunstung im Normalbetrieb nur eine untergeordnete Rolle spielt. Die Reinigung verursacht Emissionen, die vergleichbar sind mit der manuellen Füllstandsmessung durch das dachseitige Mannloch. [42]

**Tabelle 8** *Vergleich möglicher Emissionen von Festdachtanks [42]*

Potentielle Emissionsquelle	Emissions-Frequenz	Emissions-Volumen	Punkte
Befüllung	2	3	6
Verdunstung	3	2	6
Reinigung	1	2	2

Schwimmdachtanks werden eingesetzt, um die gasförmigen Emissionen, im Normalbetrieb, möglichst gering zu halten. Daher spielen die Emissionen, die bei der Reinigung solcher Tanks entstehen, (relativ) eine größere Rolle. [42]

**Tabelle 9** *Vergleich möglicher Emissionen von Schwimmdachtanks [42]*

Potentielle Emissionsquelle	Emissions-Frequenz	Emissions-Volumen	Punkte
Befüllung	1	3	3
Verdunstung	3	1	3
Reinigung	1	2	2

## 2.6 Verwertung bzw. Entsorgung der Ölschlämme

Ölschlämme sind entzündbar, haben hohe Gehalte an organischem Kohlenstoff und somit auch hohe Brennwerte. Daher kommt eine Deponierung ohne vorherige thermische Behandlung nicht in Frage.

Die zu entsorgenden Schlämme können durch thermische Behandlung (Müllverbrennungsanlage) auf einen niedrigen Kohlenstoffgehalt gebracht und inertisiert werden. Dadurch entstehen deponierbare feste Rückstände und nachzubehandelnde Rauchgase.

Die im Schlamm enthaltene Wärmeenergie kann zur Stromerzeugung, zu Heizzwecken oder als Prozesswärme genutzt werden.

Gemäß dem Grundsatz „Vermeidung – Verwertung – Entsorgung“ sollten zuerst Maßnahmen ergriffen werden, um eine möglichst geringe Ölschlammmasse entsorgen zu müssen. Dies kann durch Rückgewinnung von Rohöl aus dem Ölschlamm erfolgen.

### 2.6.1 Aufbereitung und Verwertung

Die Ölschlämme sind eine Mischung aus Reinöl, Salzwasser, sowie Fest- und Schwebstoffen wie Sand, Rostpartikeln, Schwermetallen, Paraffinen und Asphaltene (schwere KW). [43]

Eine möglichst gute **Abtrennung der Feststoffe** ist, wie vorhin beschrieben, aus **zweierlei Gründen empfehlenswert**:

- ✂ Die Flüssigphase kann wieder als Rohstoff in den Produktionstank geleitet werden.
- ✂ Die zu entsorgende Feststoffmasse wird geringer. Dies reduziert die, tonnenweise berechneten, Transport- und Behandlungskosten.

[38]

Je nach Größe der zu reinigenden Tanks und Menge an anfallendem Schlamm kann entschieden werden, ob sich die Aufstellung einer mobilen Anlage rentiert.

Bei Verwendung einer zentralen Anlage ist der Aufwand des Transportes zu berücksichtigen, aber sie haben den Vorteil, dass sie auch bei der Reinigung von kleinen Tanks oder bei der Reinigung von Öl - Klärbecken eingesetzt werden können.

Die RAG ist weder im Besitz einer mobilen, noch einer zentralen, Aufbereitungsanlage.

Trennverfahren von flüssigen und festen Phasen können mechanischer, thermischer oder chemischer Natur sein. Wegen der Einfachheit und aus Energieeffizienz- und Kostengründen sind, für grobe Trocknungen, mechanische Verfahren heranzuziehen. Mit diesen ist allerdings nur ein Trockensubstanzgehalt von etwa 30 bis 40 Ma-% erreichbar. [43]

Mechanische Fest – Flüssig - Trennung kann durch Ausnutzung des Dichteunterschiedes, durch Oberflächenfiltration oder durch Tiefenfiltration erfolgen. Der Einsatz eines Dekantereignet sich besonders zur Ölschlammaufbereitung. [2]

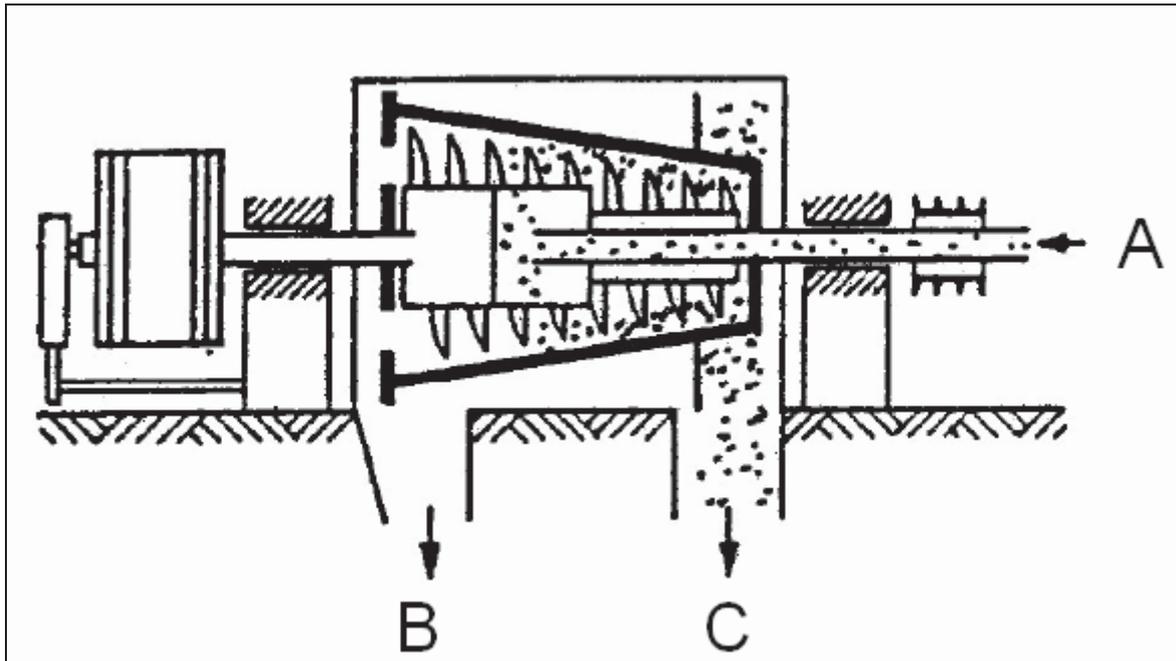


Abbildung 35 Dekanter zur Fest – Flüssig - Trennung [2]

Abbildung 35 stellt eine kontinuierlich einsetzbare Zweiphasendekanterzentrifuge dar. Der Ölschlamm (A) wird zentral aufgegeben. Die Öl – Wasser - Emulsion (B) tritt durch einen Überlauf aus dem breiten Ende der Trommel aus. Die Feststoffe (C) werden durch eine Schnecke, die mit kleinerer Drehzahl als die Trommel umläuft, zum schmalen Ende der Trommel transportiert und dort abgetragen. [2]

## 2.6.2 Entsorgung

Die Öschlämme bleiben über den gesamten Entsorgungsweg gefährliche Abfälle. [44]

Öschlamm Entsorgung wird von zugelassenen Entsorgungsfachfirmen angeboten. Voraussetzung ist, dass die Schlämme pumpfähig sind, da der Abtransport mittels Saugwägen erfolgt. Vor der eigentlichen Behandlung wird, von der Entsorgungsfirma, eine Probe des Schlammes analysiert, damit entschieden werden kann ob der spezifische Schlamm angenommen werden kann und welche Entsorgungskosten entstehen.

Anhand der, in Wien angesiedelten, Abfallverwertungs- und Rohstoffgewinnungs- GmbH (AVR) soll ein möglicher Entsorgungsweg von Öschlamm beschrieben werden.

### 2.6.2.1 Annahme durch den Entsorger

Die Annahmekapazität für Öschlämme ist bei der AVR begrenzt, hängt von der Anlagenauslastung ab und beträgt wöchentlich etwa 20 bis 40 to.

Anlieferungen von flüssigen Schlämmen erfolgen per Tank - LKW, diese Transporte werden auf Wunsch des Kunden von der AVR organisiert. [44]

### 2.6.2.2 Eingangskontrolle

Jede Anlieferung wird stichprobenartig beprobt und im eigenen Labor analysiert. Bei mehrere Lieferungen des gleichen Abfalls wird eine Mischprobe gezogen.

Bei Erstanlieferung werden alle Parameter analysiert, wenn der gleiche Abfall wiederholt angeliefert wird, dann werden nur noch die wichtigsten Parameter, wie KW - Gehalt, Schwermetallgehalt und Radioaktivität, analysiert.

Wird das Analyseergebnis des AVR - Labors angezweifelt, dann werden zusätzlich Untersuchungen von einem unabhängigen Labor durchgeführt. [44]

### 2.6.2.3 Grenzwerte

Die wichtigsten Grenzwerte sind der KW - Gehalt und daraus resultierend der Brennwert (oder obere Heizwert). Beträgt der Brennwert über 12 MJ/kg TS, so ist ein Brennwertzuschlag nach der Tabelle 10 zu entrichten.

Die angelieferten Öschlämme dürfen keine festen Brocken (z.B. Steine) mit einer Kantenlänge von über 20 mm enthalten. Außerdem sind für einige Elemente, besonders Schwermetalle, Alkalimetalle und Halogene, Maximalgehalte bezogen auf die Trockensubstanz angegeben.

Prinzipiell werden Abfälle auch angenommen, wenn sie diese Grenzwerte überschreiten, jedoch werden dann, extra zu vereinbarende, Aufpreise verrechnet.



Radioaktive Abfälle dürfen nicht angenommen werden. Es sei denn, bei der Radioaktivität handelt es sich nur um, natürlich vorhandene, Grundstrahlung. [44]

Siehe dazu Kapitel: Erfahrungen aus durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen.

### 2.6.2.4 Entsorgungsverfahren

Die Ölschlämme werden in einem Absetzbecken, der Entsorgungsfirma, von enthaltener, überschüssiger Flüssigkeit getrennt. Um den Trockensubstanzgehalt weiter, auf etwa 60 Ma-%, zu erhöhen werden den Ölschlämmen Sägespäne zugesetzt. Das Ziel ist es, eine stichfeste Masse zu erzeugen, die nicht in dichten Containern weitertransportiert werden muss.

Die stichfeste Masse wird per LKW oder Bahn in eine MVA nach Arnoldstein (Kärnten) oder Simmering (Wien) transportiert. Dort erfolgt eine Verbrennung im Drehrohfen, die anfallende Wärmeenergie wird als Fernwärme genutzt. [44]

### 2.6.2.5 Kosten

Für die Übernahme einer Tonne Ölschlamm werden etwa 250 bis 500 € verrechnet. Die genauen Kosten hängen von der Zusammensetzung, Grenzwertüberschreitungen und dem Brennwertzuschlag ab. [44]

**Tabelle 10** *Brennwertzuschläge [44]*

Brennwert [MJ/kg TS]	Brennwertzuschlag [€/to]
< 12	0
12,0 - 13,9	10
14,0 - 15,9	20
16,0 - 17,9	30
> 18,0	nach Vereinbarung

Hohe Brennwerte machen die Entsorgung deshalb teurer, weil sie den erreichbaren stündlichen Durchsatz, durch die MVA, begrenzen. Außerdem machen höhere Verbrennungstemperaturen Probleme bzgl. Abgaszusammensetzung und -Reinigung.

Hohe Wassergehalte verringern die Entsorgungskosten, da sich Wasser zum Verringern der Verbrennungstemperatur eignet. [44]

### 2.6.3 Mikrobiologische Behandlung

Als Alternative, zur Verbrennung, kann der Ölschlamm auch mikrobiologisch abgebaut werden. Die Fa. G.U.T. Gruppe Umwelt + Technik GmbH führte diesbezüglich bereits erfolgreiche Versuche durch. Allerdings müsste hierbei der Ölschlamm einer genaueren Analyse unterzogen werden, um die Eignung für ein solches Verfahren beurteilen zu können. [45]



## 2.7 Erfahrungen aus Instandhaltungsmaßnahmen

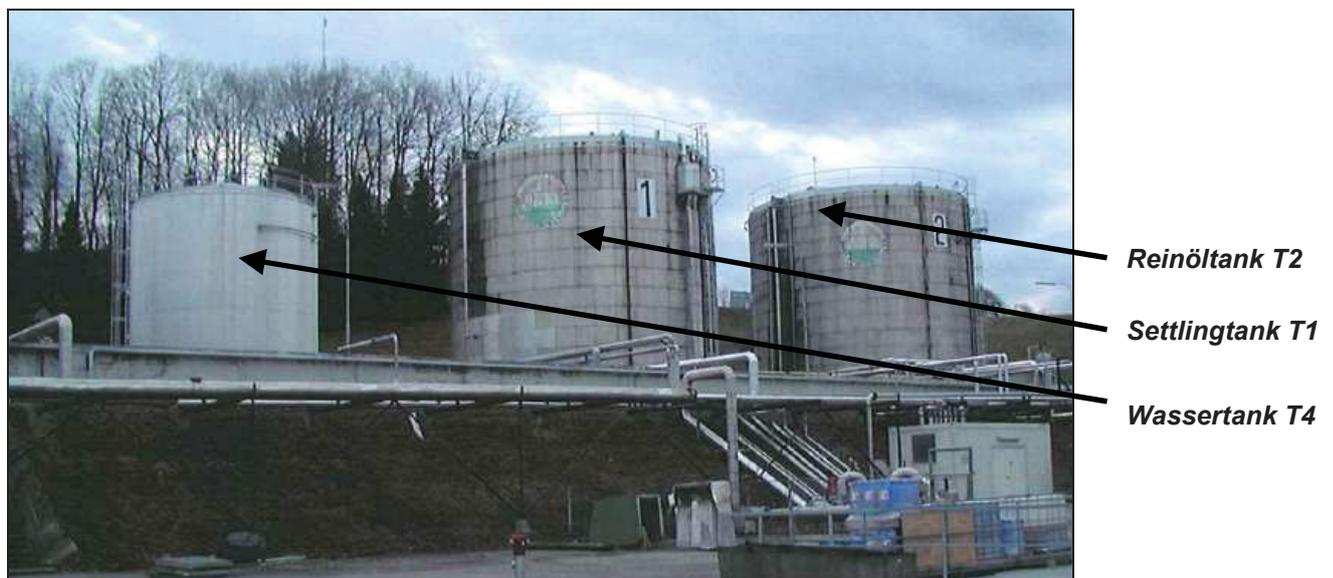
An diesem Beispiel sollen die praktischen Erfahrungen, die bei der Durchführung einer Tankreinigung, -Reparatur und- Erneuerung gemacht wurden dargestellt werden.

### 2.7.1 Beschreibung der Tanks

Der Settling- und der Rohöltank wurden im Jahre 1956 errichtet und baugleich ausgeführt. Sie wurden, vor Ort, aus zwei Meter hohen Zylinderschüssen zusammengeschweißt, wobei die Wandstärke, von 9 mm (unten) am auf 5mm (oben) abnimmt. Beide Tanks sind einwandig und mussten bereits mehrere Male durch außenseitiges Aufschweißen von Blechen repariert werden.

Mit einer Höhe und einem Durchmesser von 14 m beträgt ihr Fassungsvermögen 2.000 m<sup>3</sup>, die betonierten Auffangwannen können 100 % des Inhaltes beider Tanks aufnehmen.

Die Böden sind als Flachböden auf Betonfundamenten ausgeführt. [4]



**Abbildung 36** Die Zentralstation Voitsdorf vor den Instandhaltungsmaßnahmen [5]

## 2.7.2 Chronologie

Im Jahre 2004 wurde eine wiederkehrende Untersuchung, der Tanks, mittels SEA geplant. Ein Jahr später musste festgestellt werden, dass sowohl Settling- als auch der Reinöltank undichte Stellen aufweisen. Nur eine SEA durchzuführen war, aufgrund der Undichtheiten, keine realistische Option mehr. Man musste die Tanks nun reinigen und reparieren oder reinigen und ersetzen. [46]

Im Sommer 2006 wurde begonnen den Reinöltank zu reinigen, zu reparieren und wieder in Betrieb zu nehmen. Ein Vierteljahr später wurde mit der Reinigung des Settlingtanks begonnen. Eine Reparatur kam für diesen Tank nicht mehr in Frage, weil bereits tragende Teile der Dachkonstruktion in den Tank hineingefallen waren. Es mussten daher eine Demontage und Neuerrichtung durchgeführt werden. Der neue Settlingtank wurde in einjähriger Bauzeit errichtet. [4]

## 2.7.3 Analyse des Ölschlammes

Schon vor Beginn der Reinigungsarbeiten wurden die beiden Tanks beprobt. Dabei wurden durch Tankortung, mittels Gewicht an einem Seil, eine Schlammhöhe von 0,5 m im Settlingtank und 3,25 m im Reinöltank festgestellt.

Mithilfe eines so genannten Corers, der Fa. Uwitec, wurden von der G.U.T Gruppe Umwelt + Technik GmbH Proben, der festen Bodensätze, genommen. Diese wurden, von der Fa. Görtler analytical services, analysiert. [46]

Bei der Schlammanalyse ergaben sich ein KW - Gehalt von 230.000 mg/kg TS und ein Gehalt an Trockenrückstand von 55,9 Ma-%. [47]

Eine selbst durchgeführte Radioaktivitätsmessung ergab keine höhere Strahlenbelastung, als die zu erwartende Grundstrahlung. [46]

## 2.7.4 Die Entleerung und Reinigung der Öltanks

Ursprünglich wurde die Firma Rabmer Bau- u. Installations GmbH mit der Durchführung der Tankreinigungen beauftragt. Da sich nach Aufnahme der Arbeiten herausstellte, dass diese Firma die benötigte technische Ausrüstung nicht zur Verfügung hatte, wurde die Firma Röhler & Co, als Unterstützung, beigezogen. [4]

Bei beiden Tanks wurde die Entleerung damit begonnen, die Flüssigkeiten aus den Tanks abzupumpen. Danach konnte mit der eigentlichen Reinigung begonnen werden.

Die dachseitigen Mannlöcher wurden geöffnet und die Öldämpfe konnten in die Atmosphäre entweichen. Für eine schnellere Luftumwälzung wurden Gebläse eingesetzt.

Es war nicht möglich die Aufweichung der festen Ölschlämme mittels Tankheizung zu unterstützen, da die Heizungsleitungen wegen Korrosionsschäden schon längere Zeit außer Betrieb waren.

Ein Zutritt zu den Tanks durch die bodennahen Mannlöcher war zu Beginn nicht möglich, da sich am Boden feste Ölschlammsschichten angesammelt hatten. Die Schichten waren schwach kegelförmig und etwa 70 cm hoch im Settlingtank bzw. etwa 150 cm hoch im Reinöltank. Die tatsächlichen Schlammhöhen wichen somit beträchtlich ( + 20 cm beim Settlingtank bzw. - 175 cm beim Reinöltank) von den Ergebnissen der Ortung ab. [4]

Beim Reinöltank war, durch den großen Paraffinanteil, der Schlamm derart verfestigt, dass ein einfaches Heraussaugen unmöglich war. Knapp über dem Tankboden wurden zwei Dampfzangen über angeschweißte Stützen etwa bis zur Mitte in den Schlammkörper eingeführt. Über diese Lochrohre strömte Dampf ein und weichte den Schlamm auf, daraufhin konnte er mittels Saugwagen aus dem Tank abgesaugt werden. Ersichtlich in der Abbildung 37. [4]

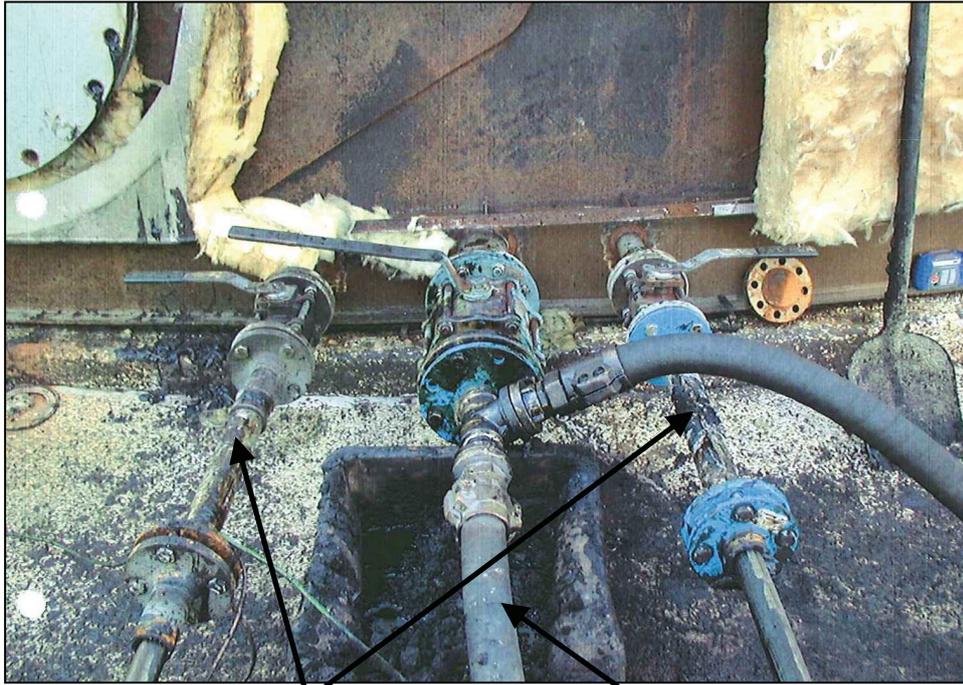
Der Schlamm aus dem Settlingtank konnte mittels Saugwagen und starker Pumpen der Fa. Röhler abgesaugt werden. [4]

Nachdem die Schlammhöhe unter das Niveau der Mannlöcher gesunken war, konnten Arbeiter die Tanks betreten. Mit Schaufeln beförderten sie die Schlammmassen zu den Saugschläuchen des Saugwagens, durch welchen der Schlamm aus den Tanks befördert wurde.

Dem SiGePlan Folge leistend, waren die Arbeiter mit umluftunabhängigen Atemschutzgeräten, Gasmessgeräten und funkenvermeidender Überkleidung ausgestattet. Um im Inneren des Tanks keine Funken auszulösen wurde mit Werkzeugen aus Holz, Kupfer, Messing, etc. gearbeitet. [4]

Bei Tanks dieser Größenordnung nimmt die gesamte Reinigung etwas mehr als einen Monat in Anspruch. [4]

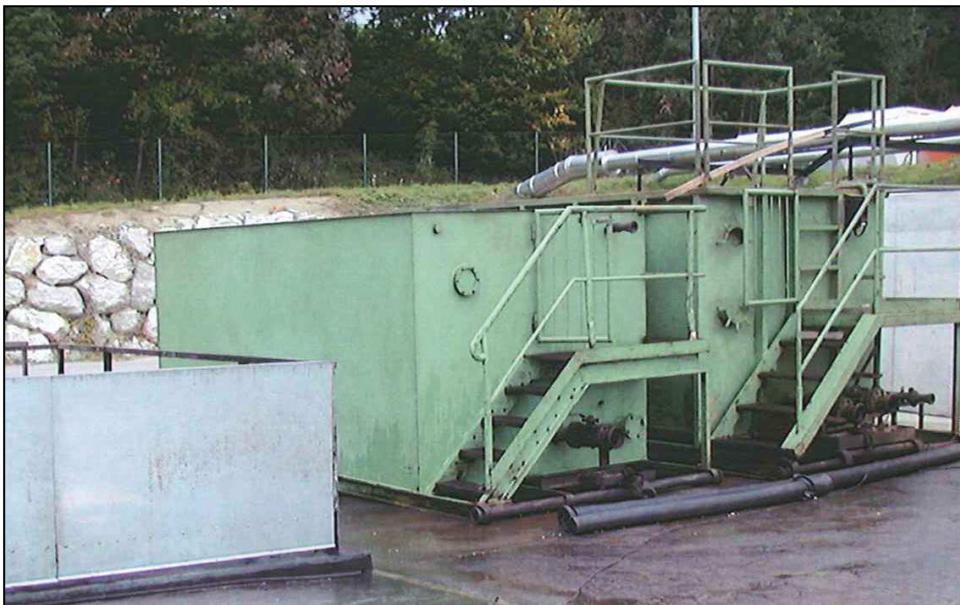




*Dampflanzen*

*Anschluss des  
Saugwagens*

**Abbildung 37**      **Dampflanzen und Schlammabsaugung beim Settlingtank [5]**



**Abbildung 38**      **Mobiler Rührbehälter zur Ölschlammverflüssigung [5]**

## 2.7.5 Entsorgung der Ölschlämme

Die Ölschlämme wurden in einen mobilen Rührbehälter (siehe Abbildung 38) geleitet und mit Gasoline (Gaskondensat – eine Flüssigkeit mit der Molekülformel  $\text{CH}_4 - 5,75 \text{ H}_2\text{O}$ ) gemischt. Somit entstand ein leichter pumpfähiges Gemisch, welches mittels Tankwägen zur Fa. AVR nach Wien transportiert wurde. [4]

In den Rauchgasen der thermischen Abfallbehandlungsanlage wurde erhöhte Radioaktivität festgestellt. Daher wurden die Reinigungsarbeiten, am Settlingtank, aus Sicherheitsgründen, gestoppt und der Strahlenschutzbeauftragte der RAG führte eine Messung, mit den Messergebnissen nach Tabelle 11, durch. [44]

**Tabelle 11** *Gemessene Äquivalenzdosen [48]*

Gemessene Äquivalenzdosen [ $\mu\text{Sv/h}$ ]	Messstelle
0,03	Hintergrundbelastung
0,17 - 0,26	Tankaußenwände vom Boden bis zu einer Höhe von 30 cm
0,05	Probe des Tanksumpfes

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass Erdöl geringfügig radioaktiv ist, da die Erdölsonden auch radioaktive Gesteinspartikel mitfördern. Nachdem sich diese Partikel in den Rohrleitungen, zwischen Sonde und Produktionstank, absetzen, nimmt die Radioaktivität bis zum Tank meist auf sehr geringe Werte ab. Das Rohöl, welches in die Tanks gelangte, wurde größtenteils aus Gesteinsschichten gefördert, welche nach einer Bestätigung der oberösterreichischen Landesregierung natürliche Radioaktivität besitzen. [4]

Die durchschnittliche natürliche Strahlung, derer man in Österreich ausgesetzt ist setzt sich aus kosmischer Strahlung (aus der Sonne und den Tiefen des Weltalls -  $0,03 \mu\text{Sv/h}$ ) und terrestrischer Strahlung (aus Boden und Gestein –  $0,057 \mu\text{Sv/h}$ ) zusammen. [49]

Zur Illustration der Unbedenklichkeit der gemessenen Äquivalenzdosen sind in Tabelle 12 die Auswirkungen verschiedener radioaktiver Äquivalenzdosen angeführt.

**Tabelle 12** *Auswirkungen radioaktiver Äquivalenzdosen [49]*

Äquivalenzdosis [ $\text{mSv/h}$ ]	Auswirkungen bei einigen Stunden Einwirkung
> 7.000	absolute tödlich
4.500	50 % Todesfälle, trotz Behandlung
1.000 – 2.000	schwere Blutbildveränderung, vereinzelt Todesfälle
500 – 1.000	merkbare Änderungen im Blutbild, Erholung nach einigen Monaten

Strahlenschäden treten erst ab einer bestimmten Strahlendosis auf. Dieser Schwellenwert liegt beim Menschen, bei einmaliger Bestrahlung des ganzen Körpers, zwischen 200 und 300 mSv. [49]

## 2.7.6 Reparatur des Reinöltanks

Die endgültige Beurteilung des Tankzustandes, durch den TÜV Austria, erfolgte nach der Innenbesichtigung. Im Dezember 2006 wurden, mittels Ultraschalluntersuchung, mehrere Korrosionsstellen im Mantel und am Boden sowie eine Leckage im obersten Zylinderschuss entdeckt. [50]



**Abbildung 39** TÜV - Inspektion des Reinöltanks [5]

### 2.7.6.1 Schweißarbeiten am Reinöltank

Die notwendigen Reparaturarbeiten wurden von der Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG durchgeführt. Dazu wurden die reparaturbedürftigen Stellen sandgestrahlt und mit 5 mm dicken Blechen verschweißt.

Die Erneuerung der Tankeinbauten (wie Tankheizung und Probennahmerohre) ist ebenfalls durch die Fa. Kremsmüller ausgeführt worden. [4]

### 2.7.6.2 Innenbeschichtung des Reinöltanks

Es zeigte sich, dass jene Teile der Tankwand, die permanent mit Öl in Kontakt sind praktisch keine Korrosionserscheinungen aufweisen.

Hingegen wurden der Tankboden und der untere Zylinderschuss, die mit dem Salzwasseranteil aus dem Erdöl in Kontakt stehen, bereits durch Korrosion angegriffen. Auch das Dach des Tanks wies Korrosionsstellen auf, Grund dafür sind kondensierte Öl- und Salzwasserdämpfe über dem Ölspiegel. [4]

Zur Sicherheit wurde die gesamte innere Tankoberfläche mit Corropipe überzogen. Corropipe ist ein mineralisches, 2-komponentiges, hydraulisch abbindendes Beschichtungsmittel. Es besteht aus einer flüssigen Ruß-Latex-Formulierung und einer aus Mineralien zusammengesetzten Pulverkomponente. [51]

Die **Produkteigenschaften** sind:

- ✘ Zementanteil bewirkt einen pH - Wert von  $\geq 12$  und schützt die Stahloberflächen daher gegen Korrosion
- ✘ gute elektrische Ableitfähigkeit (Vorgabe der VbF, wegen Ex - Schutz)
- ✘ hohe Elastizität
- ✘ Flüssigkeits-Undurchlässigkeit
- ✘ Lastwechsel und Temperatur von bis zu 100°C im Dauerbetrieb möglich

[51]

Die Untergrundvorbereitung toleriert eine geringe Restfeuchte, fordert aber eine Feinreinigung mittels Sandstrahlen. Verarbeitet wurde Corropipe durch Aufspritzen mit über 100 bar in zwei Arbeitsgängen. Es wurde jeweils eine Schichtdicke von 2 mm aufgetragen. Die Qualitätskontrolle erfolgte durch Schichtstärkenmessung, die Inbetriebnahme war nach 28 Tagen möglich.

Corropipe wird von der Fa. Tiron aus Hannover hergestellt. Die ausführende Firma war Fa. PRS Rohrsanierung GmbH aus Hemmingen bei Hannover. [51]

Corropipe wurde vom Labor für Exploration und Produktion der OMV auf Beständigkeit, gegen die folgenden bei der Erdölproduktion auftretenden Einflüsse, getestet:

- ✘ Rohöl,
- ✘ verdünnte Salzsäure,
- ✘ Ölschlammablagerungen,
- ✘ Temperaturen von ca. 60°C und
- ✘ Beständigkeit gegen mechanische Reinigung, Heißwasser und Dampf mit 100°C.

Unter den Versuchsbedingungen war die Beschichtung bei Temperaturen bis 100°C beständig, jedoch nimmt mit höheren Temperaturen die Beständigkeit, gegen Säuren, ab. [52]



### 2.7.7 Demontage des Settlingtanks

Der Settlingtank war, wie bereits erwähnt, so stark korrodiert, dass tragende Teile der Dachkonstruktion in den Tank hineingefallen waren. Es musste daher von einer Reparatur abgesehen werden.

Vor der Demontage des eigentlichen Stahlblechtanks, musste dieser innen von Ablagerungen und der Beschichtungen und außen von der Isolierung befreit werden.

Zu Beginn der Demontage musste, aus Gründen des Ex – Schutzes, Funkenbildung vermieden werden. Deshalb war der Tank in dieser Zeit mit einem Schaumteppich gefüllt. Die Demontage wurde damit begonnen, mit Abrasivschneidgeräten, Reinigungsöffnungen in das Festdach und den untersten Zylinderschuss zu schneiden.

Nach dem Entweichen der Öldämpfe konnte der Tank mittels Trennschleifern und Schneidbrennern abgetragen werden. Dies erfolgte stückweise über ein äußeres Gerüst von oben nach unten.

Die Demontage und der Abtransport des Tanks wurden von der Fa. Gebrüder Gratz GmbH, im Oktober 2007, durchgeführt. [4]



**Abbildung 40** Demontage des Settlingtanks [5]

Es ist auch möglich, den Tank in größere Elemente zu zerschneiden und diese mit einem Autokran zu Boden zu lassen. Bei dieser Methode spart man sich die Errichtung des hohen Gerüsts, um den Tank, da die Zerlegung am Boden erfolgen kann. Die Schrottteile mussten, in jedem Fall, so zerkleinert werden, dass sie in LKW - Containern mit der Grundfläche 580 x 220 cm transportiert werden konnten. [53]



**Abbildung 41** *Abtransport von Schrottteilen [5]*

### 2.7.8 Neubau des Settlingtanks

Der Neubau des, 2.000 m<sup>3</sup> fassenden, Settlingtanks nahm (von Projektstart bis Fertigstellung) etwa zwei Jahre in Anspruch. Er wurde beheizbar, aber ohne Isolierung und in reflektierender Farbe ausgeführt. Diese Bauvariante wurde gewählt, weil die eintretende Produktion eine höhere Temperatur, als die optimale Settlingtemperatur, hat.

Die Errichtung dieses Tanks wurde von der slowenischen Firma, NAFTA Lendava, production of oil derivatives Ltd., durchgeführt. [4]



**Abbildung 42** *Die Zentralstation Voitsdorf nach den Instandhaltungsmaßnahmen [5]*

### 2.7.9 Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahme – sowohl nach der Reparatur, als auch nach dem Neubau - erfolgt noch dem RAGinternen Werk „Generelle Richtlinien der RAG zur Planung, Errichtung und Inbetriebnahme von Erdgas-, Rohöl- und Lagerstättenwasserleitungen sowie für Sonden und andere Bergbauanlagen“.

Darin ist geregelt, dass die Inbetriebnahme erst nach Überprüfung durch unabhängige Sachverständige (z.B. TÜV) erfolgen darf. [54]

Diese Überprüfungen werden im Tankbuch eingetragen. Um eine ordentliche Führung des Tankbuches zu gewährleisten wird diese administrative Tätigkeit meist einer Prüfinstitution übertragen. [30]

## 2.8 Investitionstätigkeiten

### 2.8.1 Kostenabschätzung

Da die Finanzierung einen wesentlichen Punkt jedes Projektes darstellt, ist es sinnvoll, die Kosten schon vor der Angebotseinholung, abzuschätzen.

Da bei der RAG, in der Vergangenheit schon, Rohölproduktionstanks gereinigt und repariert oder erneuert wurden, ist es möglich, den Investitionsaufwand aus Degressionsexponenten und Preisindizes zu berechnen.

Mit diesem Konzept können aus den Investitionskosten für eine Anlage „K<sub>1</sub>“ die Investitionskosten für eine Anlage anderer Größe „K<sub>2</sub>“ zu einem späteren Investitionszeitpunkt „K<sub>3</sub>“ berechnet werden.

#### 2.8.1.1 Degressionsexponenten

Es besteht üblicherweise kein linearer Zusammenhang zwischen der charakteristischen Größe eines Apparates oder einer Anlage und den Investitionskosten. Man bezeichnet diesen Umstand als Kostendegression. [55]

Die charakteristische Größe eines Öltanks ist sein Fassungsvermögen. Bei anderen Anlagen kann es sich z.B. um Behältervolumina, Förderkapazitäten oder jährliche Produktionskapazitäten handeln.

#### **Glg. (12) Kostendegression**

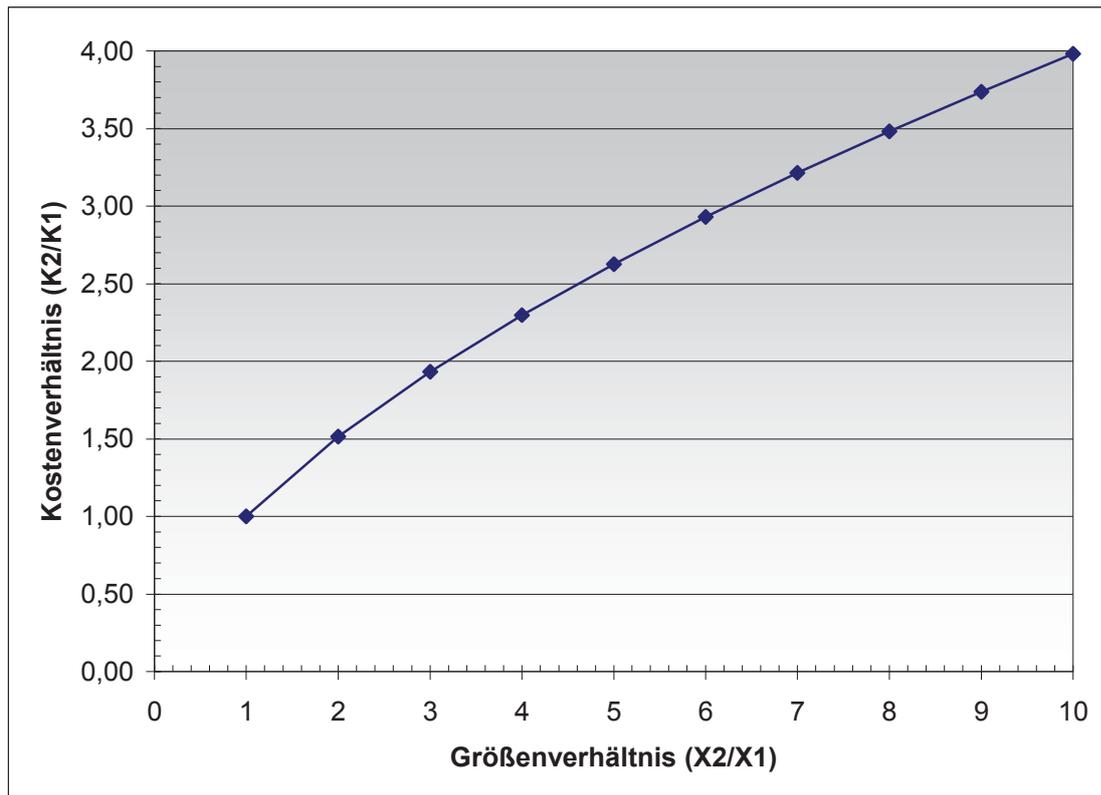
$$K_2 = K_1 * (X_2 / X_1)^d$$

<i>K<sub>1</sub></i>	<i>[€]</i>	<i>Kosten der Anlage 1</i>
<i>K<sub>2</sub></i>	<i>[€]</i>	<i>Kosten der Anlage 2</i>
<i>X<sub>1</sub></i>	<i>[m<sup>3</sup>]</i>	<i>charakteristische Größe der Anlage 1</i>
<i>X<sub>2</sub></i>	<i>[m<sup>3</sup>]</i>	<i>charakteristische Größe der Anlage 2</i>
<i>d</i>	<i>[-]</i>	<i>Degressionskoeffizient (= 0,5 bis 0,7)</i>

Ein Degressionskoeffizient von 0,6 trifft bei den meisten Anlagen ziemlich genau zu. Voraussetzung für die Gültigkeit sind gleiche Werkstoffe, geometrische Ähnlichkeit und ein Größenverhältnis unter 1:10 zwischen den beiden Anlagen. [55]

Abbildung 43 zeigt den Verlauf der Degressionsfunktion im Gültigkeitsbereich.





**Abbildung 43** Degrassionsfunktion mit  $d=0,6$  [55]

**Beispiel:** Die Errichtung eines 2.000 m<sup>3</sup> Settlingtanks hat insgesamt 900.000 € gekostet. Nun sollen die Kosten für einen ähnlichen 1.000 m<sup>3</sup> Settlingtank abgeschätzt werden.

$$\underline{K_2} = K_1 * (X_2 / X_1)^d = 900.000 * (1.000 / 2.000)^{0,6} = \underline{594.000 \text{ €}}$$

Es zeigt sich also, dass bei einer Reduktion von 50 % des Fassungsvermögens der Preis nur um etwa 34 % sinkt.

### 2.8.1.2 Preisindizes

Preisindizes sind erforderlich, da Geld seinen Wert laufend ändert. Je höher der Preisindex eines Jahres, desto weniger war in diesem Jahr eine Geldeinheit wert.

Der Preisindex berücksichtigt Angebot und Nachfrage für ein bestimmtes Material oder eine Dienstleistung. Auch Inflation oder Deflation beeinflussen den Preisindex, weshalb er sich normalerweise permanent erhöht.

Für die Umrechnung auf gegenwärtige Preise gibt es je nach Sparte geeignete Werke (Statistik Austria, Berichte der Industrie, etc.), in denen die benötigten Indizes zu finden sind. Ein angegebener Index wird immer auf ein Basisjahr bezogen, in dem er 100 % betragen hat. Wenn der Index in einem späteren Jahr 117 % beträgt, dann ist für den gleichen Leistungsbezug um 17 % mehr zu bezahlen. [55]

Die Investitionskosten steigen im gleichen Verhältnis, wie die Preisindizes. Dabei ist es egal, auf welches Basisjahr diese Preisindizes bezogen wurden.

#### **Glg. (13) Indexanpassung**

$$K_3 = K_2 * (I_{INV} / I_{REF})$$

$K_3$	[€]	<i>Kosten der Anlage 2 zum Investitionszeitpunkt</i>
$K_2$	[€]	<i>Kosten der Anlage 2 zum Referenzzeitpunkt</i>
$I_{INV}$	[-]	<i>Preisindex zum Investitionszeitpunkt</i>
$I_{REF}$	[-]	<i>Preisindex zum Referenzzeitpunkt</i>

Um den Preis möglichst genau ermitteln zu können kann berücksichtigt werden, aus welchen Anteilen sich die gesamte Investitionssumme zusammensetzt. Es kann in Planungskosten, Stahlbau, Apparatebau, Elektrotechnik, Rohrleitungsbau, Isolierungen, etc. unterteilt werden. Vereinfachend kann auch ein gemeinsamer Index für die gesamte Anlage herangezogen werden.

**Beispiel:** Der Preisindex ist in der Zeit seit der Errichtung des 2.000 m<sup>3</sup> Tanks von 110 % auf 137 % gestiegen. Der Einfluss auf den Preis des 1.000 m<sup>3</sup> Tanks ist abzuschätzen.

$$\underline{K_3} = K_2 * (I_{INV} / I_{REF}) = 594.000 * (137 / 110) = \underline{740.000 \text{ €}}$$



## 2.8.2 RAG – Beschaffungsrichtlinien

Instandhaltungsmaßnahmen an Tanks müssen nicht zwingend von Mitarbeitern des Tankbetreibers durchgeführt, sondern können auch an Fremdfirmen vergeben werden. Entweder werden nur bestimmte Dienstleistungen vergeben, oder der ganze Auftrag. Benötigtes Material wird jedenfalls von Fremdfirmen bezogen.

Die „RAG – Beschaffungsrichtlinien“ regeln die Beschaffung von Materiallieferungen und Leistungen.

### Beschaffungstechniken

Nur liquide Firmen, die auch tatsächlich in der Lage sind, den Auftrag wirklich abzuwickeln, werden zur Angebotsabgabe aufgefordert. Wenn Zweifel hinsichtlich der Bonität bestehen, dann wird beim Kreditschutzverband eine Handelsauskunft eingeholt.

Die Vorgangsweise bei der Angebotseinholung ist anhängig vom geschätzten Auftragswert. Welche Firmen zur Angebotslegung eingeladen werden, wird einvernehmlich vom Anforderer und der Einkaufsabteilung entschieden. [56]

**Tabelle 13** *Vorgangsweisen bei der Angebotseinholung [56]*

Geschätzter Auftragswert [€]	Vorgangsweise
bis 15.000	kein schriftliches Angebot erforderlich
15.000 bis 26.000	ein schriftliches Angebot erforderlich
über 26.000	drei schriftliche Angebote erforderlich

Wenn der Auftragswert bestimmte Schwellenwerte übersteigt, dann sind eine EU – Ausschreibungsbekanntmachung und eine EU – Ausschreibung durchzuführen. [56]

**Tabelle 14** *Schwellenwerte für EU – Ausschreibungen [56]*

Auftragsart	Schwellenwert [€]
Liefer- und Dienstleistungsaufträge	473.000
Baufträge	5.923.000

Baufträge betreffen die Ausführung und Planung, Lieferaufträge betreffen Kauf, Leasing, Miete, Pacht oder Ratenkauf einschließlich Installationsarbeiten und Dienstleistungsaufträge betreffen die Erbringung einer vereinbarten Dienstleistung. [56]

### Angebotsvergleich

Angebotsvergleiche sind von Experten mit entsprechendem Know-How durchzuführen. Beim Angebotsvergleich sind die Lebensdauer Gesamtkosten zu beachten. Daher sind bei der Angebotseinholung Preise für Ersatzteile und Wartung, Energieverbrauch, Entsorgungskosten, etc. mit anzufragen. [56]

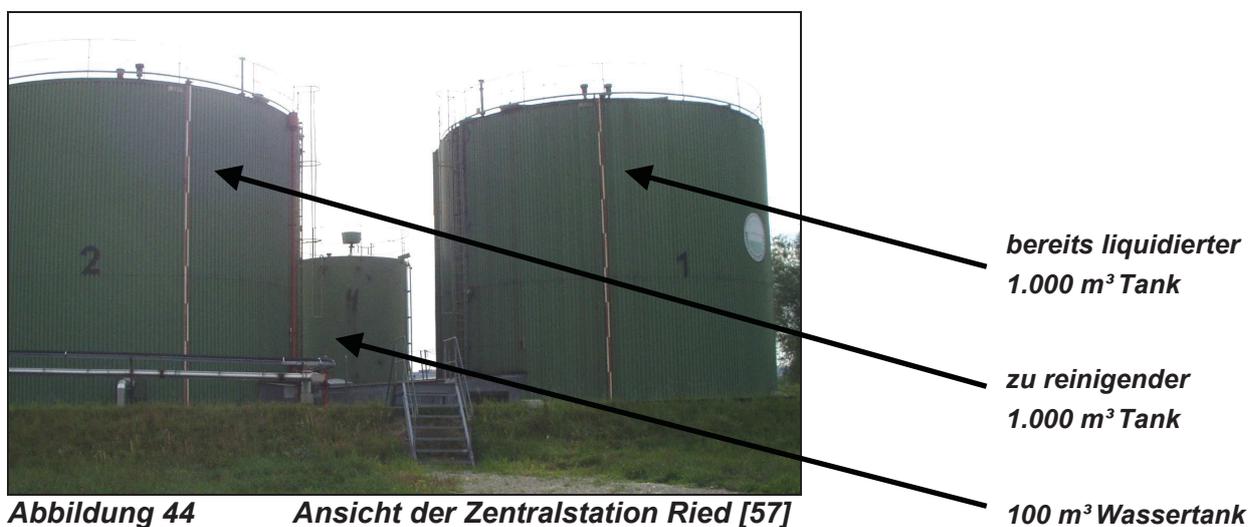


### 3 Praktischer Teil: Anwendung an einem 1.000 m<sup>3</sup> Tank

In diesem Kapitel wird für den 1.000 m<sup>3</sup> Settlingtank der Zentralstation Ried im Innkreis, in Oberösterreich, die Tankprüfung, - Reinigung und -Instandsetzung durchgeplant.

#### 3.1 Zentralstation Ried / Innkreis

Die Station Zentralstation Ried bestand ursprünglich aus zwei 1.000 m<sup>3</sup> Tanks, von denen einer als Settlingtank und der andere als Reinöltank arbeitete, und einem 100 m<sup>3</sup> Wassertank. [28]



Der Settlingtank wurde, im Jahre 1996, aufgrund irreparabler Schäden demontiert. Seither arbeitet der ursprüngliche Reinöltank als Settlingtank, wodurch das Reinöl ohne Zwischenaufenthalt in einem Reinöltank entnommen werden muss.

Es ist geplant vor Durchführung der Tankreinigung einen 500 m<sup>3</sup> Produktionstank zu errichten, welcher sowohl als Settlingtank als auch als Reinöltank verwendet werden kann. Somit wird es in Zukunft möglich sein, dass Tankrevisionen durchgeführt werden können, ohne die Produktion zu unterbrechen. [28]

### 3.1.1 Anlieferung der Produktion

Die Anlieferung der Produktion, im Ausmaß von 225 m³/d, setzt sich aus den aufgelisteten Sonden zusammen. [58]

**Tabelle 15** *Input der Zentralstation Ried [58]*

Sonde(n)	Medien	Transport
Ried 5	Wasser, Öl und Gas	Leitungen
Kemating	Öl	Leitungen
Kohleck 2	Wasser und Öl	LKW
Trattanch	Öl	LKW

Zusätzlich werden 2 m³/d ölhaltige Reinigungsrückstände aus Gasfeldern, per LKW, in die Kläranlage (beheizbares Absetzbecken) der Zentralstation geliefert. Dort werden diese Rückstände von groben Schmutzpartikeln befreit, bevor sie in den Settlingtank gelangen. [58]



**Abbildung 45** *Reinigung der Klärbeckens [57]*

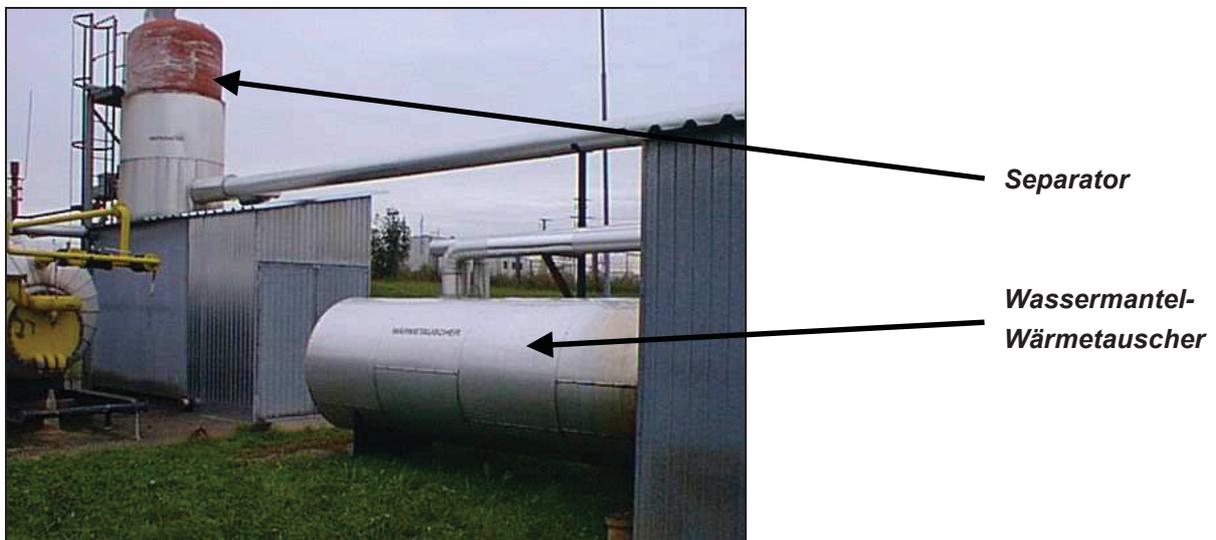
Ob nur Öl oder zusätzlich Wasser und Gas zur Zentralstation gefördert werden, hängt davon ab, ob bei der Sonde ein Separator und ein Settlingtank vorhanden sind. [28]

Es ergibt sich, unter Berücksichtigung einer Reservekapazität von 15 m³/d, eine Anlieferungsmenge von  $Q_{\text{Brutto}} = 242 \text{ m}^3/\text{d}$ . [58]

Die angelieferte Produktion, aus den Sonden, wird mit Spalter und Bakterizid versetzt. Dann wird sie in einem Wassermantel - Wärmetauscher vorgewärmt und in einem Separator entgast. Das Gas aus dem Separator wird Feuchtgas genannt und zu den folgenden Zwecken verwendet. [28]

- ✘ heizen des Wassermantel - Wärmetauschers
- ✘ Produktion von Heißwasser zum regelmäßigen Spülen der Sonden
- ✘ heizen des Tanks
- ✘ heizen des Klärbeckens
- ✘ Verkauf an ein nahe gelegenes Ziegelwerk
- ✘ für den Fall, dass nicht das ganze anfallende Gas verbraucht werden kann besteht die Möglichkeit es abzufackeln

[28]



**Abbildung 46**      **Separator und Wärmetauscher [57]**

### 3.1.2 Abtransport des Reinöls

Zurzeit wird das Öl, wie erwähnt, direkt aus dem Settlingtank in Eisenbahnwaggons verladen, ohne Zwischenaufenthalt in einem Reinöltank. Unter Berücksichtigung der Reservekapazität ergibt sich ein Ölstrom von  $Q_{\text{Öl}} = 83,5 \text{ m}^3/\text{d}$ . [58]

Es werden meist einmal wöchentlich etwa 7 Waggons = 350 to Öl verladen. [28]



**Abbildung 47**      **Bahnverladestation [57]**

### 3.1.3 Abtransport des Produktionswassers

Der Wasserstrom von  $Q_{\text{Wasser}} = 158,5 \text{ m}^3/\text{d}$  wird im 100 m<sup>3</sup> Wassertank gepuffert und kann mittels Pumpen in geeignete Lagerstätten verpresst werden. Der verpressbare Produktionswasserstrom ist durch die Pumpenkapazität auf 13 m<sup>3</sup>/h beschränkt. [58]

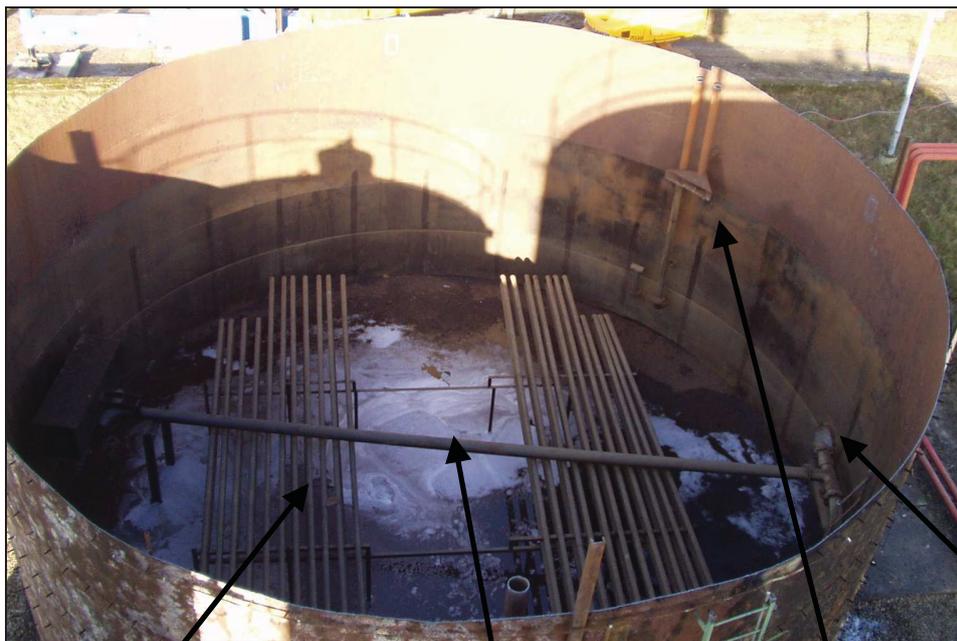
### 3.2 Bauform des Settlingtanks ( 1.000 m<sup>3</sup> )

✂ Hersteller:	Fa. G. Rumpel AG, Wels
✂ Fabriksnummer:	1452
✂ Baujahr:	1960
✂ Durchmesser:	11,0 m
✂ Höhe:	11,0 m
✂ Füllhöhe maximal:	10,5 m
✂ Material:	St 37
✂ Blechstärken:	8 mm Boden, 5 bis 8 mm Wand, 5 mm Dach

[28]

Der Öleinlass erfolgt über einen Verteiler an der Tankwand. Die Ölabnahme über ein Schwenkrohr an einem Schwimmer.

Der Tank wird über ein Bündel 3" - Heizschlangen in Höhe von etwa 0,5 m über dem Boden kontinuierlich beheizt, an der Außenseite ist eine Wärmeisolierung angebracht. [28]



*Heizschlangen-  
Bündel*

*Schwenkrohr*

*Einlauf-  
Verteiler*

*Mannloch*

**Abbildung 48** *Innenansicht des 1.000 m<sup>3</sup> Tanks [57]*

Obige Abbildung zeigt den, bereits demontierten, 1.000 m<sup>3</sup> Tank, der mit dem zu reinigenden Tank baugleich war.

**Anmerkung:** Der Tank entspricht jenen Ausführungsformen, die in Kapitel 2.1 „Allgemeines zu Tanks“ mit roter Farbe hervorgehoben wurden.

### 3.3 GSU - Schutzmaßnahmen

Die erforderlichen GSU – Maßnahmen für Bergbaubetriebe werden, wie schon erläutert, durch Gesetze und Verordnung geregelt. Verantwortungsbewusste Firmen, die in heiklen Bereichen, bzgl. Arbeitnehmer/innenschutz und Umweltschutz, tätig sind, haben meist über die gesetzlichen Vorgaben hinausgehende, betriebsinterne Richtlinien.

#### 3.3.1 GSU - Managementsystem

In der RAG wurde ein GSU - Managementsystem eingeführt, um sicher zu gehen, dass keine der anzuwendenden gesetzlichen oder betriebsinternen Vorschriften unberücksichtigt bleiben. Es gibt im RAG - Intranet eine Datenbank, die für alle Routinetätigkeiten, Betriebsanweisungen, Sicherheitsanweisungen, Unterweisungsformulare, Arbeitsgenehmigungen, etc. enthält.

Durch dieses Managementsystem wird nicht nur Leben und Gesundheit von RAG – Mitarbeitern, Kontraktoren und Dritten bestmöglich geschützt. RAG - Mitarbeiter werden auch davor bewahrt, sich unbewusst gesetzwidrig zu verhalten.

Der wichtigste Punkt des GSU – Managementsystems ist, dass Arbeiten, sowohl von Fremdfirmen, als auch von Mitarbeitern, erst aufgenommen werden dürfen, wenn eine betreffende Arbeitsgenehmigung ausgestellt wurde. Die Gültigkeitsdauer von Arbeitsgenehmigungen orientiert sich am Gefahrenpotential der auszuführenden Tätigkeit.

Eines der wichtigsten Geräte, um GSU – Maßnahmen umsetzen zu können ist, branchenbedingt, das Gasmessgerät. Vor dem Ausstellen einer Arbeitsgenehmigung bzw. nach längeren Pausen müssen Ex - Bereiche freigemessen werden.

Von den exponierten RAG – Mitarbeitern werden dazu Gasmessgeräte, vom Typ GasAlertMicro (Abbildung 49), verwendet. Außerdem tragen sie antistatische Bekleidung, damit keine Funken gezogen werden,



Abbildung 49

GasAlertMicro [59]

Das GasAlertMicro misst und zeigt **Konzentrationen** folgender Gase an und löst bei folgenden Werten **Alarme** aus:

- ⊗ Die Ex - Fähigkeit wird mit einem, auf Methan (**CH<sub>4</sub>**) kalibrierten, Sensor bestimmt. Bei **10% UEG** und **20% UEG** wird ein Alarm ausgelöst.
- ⊗ Der Schwefelwasserstoffsensor (**H<sub>2</sub>S**) löst bei **10 ppm** (MAK-Wert) und **15 ppm** (Grenzwert für eine maximal 15minütige Exposition) einen Alarm aus.
- ⊗ Der Sauerstoffsensor (**O<sub>2</sub>**) löst unter **19,5 Vol-%** bzw. über **23,5 Vol-%** einen Alarm aus. Zwischen diesen Werten liegt die optimale Sauerstoffkonzentration für die menschliche Atmung.

### 3.3.1.1 Sicherheits Certifikat Contractoren (SCC)

Um bei der Vergabe, von Aufträgen an Contractoren, einen Sicherheits-, Gesundheits- und Umweltschutzstandard festlegen zu können wurde das Sicherheits Certifikat Contractoren (SCC), ein zertifizierbares Managementsystem, eingeführt. Es wurde für Unternehmen entwickelt, die technische Dienstleistungen oder Personaldienstleistungen anbieten, sowie für Unternehmen mit eigener Instandhaltung oder internen technischen Dienstleistungen.

Die Zertifizierung erfolgt, durch akkreditierte Auditoren, mittels Audit – Checkliste, welche aus zehn Kapiteln besteht. In Abhängigkeit davon, welche Fragen beantwortet wurden kann ein eingeschränktes (SCC\*) oder ein uneingeschränktes (SCC\*\*) Zertifikat erreicht werden. Die Gültigkeit der Zertifikate ist auf drei Jahre beschränkt. [60]

Die bevorzugt Auswahl von SCC – zertifizierten Unternehmen versteht sich als wichtiger Teil des GSU – Managementsystems, der RAG.

**Beispiel:** Die Fa. Kremsmüller Industrieranlagenbau KG ist für die Planung, Konstruktion, Fertigung und Montage von Behältern und Rohrleitungen SCC\*\* - zertifiziert. Das bedeutet, dass das Unternehmen als Hauptcontractor tätig sein und Subcontractoren beschäftigen darf.

### 3.3.1.2 Weitere Maßnahmen

Den Vorgaben, der Verordnung über Einrichtungen in den Betrieben für die Durchführung des Arbeitnehmerschutzes [61], Folge leistend werden der Sicherheitstechnische Dienst und die Sicherheitsvertrauensperson in die Planung von Vorhaben eingeschlossen.

## 3.3.2 Normalbetrieb der Anlage

### 3.3.2.1 Explosionsschutz

Für jede Anlage der RAG ist ein Explosionsschutzdokument vorhanden, welches über das Intranet eingesehen werden kann. Der Aufbau ist systematisch und funktioniert über Verweise, damit mehrfach vorkommende Dokumente nicht mehrfach abgespeichert werden müssen.

Dieses Explosionsschutzdokument besteht aus den folgenden sieben Abschnitten und wird hier für die Zentralstation Ried konkret aufgelistet.

#### **1. Sicherheits- und Gesundheitsschutzdokument**

Darin sind folgende wesentliche Punkte enthalten:

*Verantwortlicher des Stützpunktes:*

Teamleader der Zentralstation Ried, Hr. Herbert Gurtner.

*Auf der Station vorhandene Apparate:*

Tanks, Wärmetauscher, Separatoren, Kläranlage, etc.

*Verweise auf relevante GSU – Dokumente:*

für Arbeitsverfahren, erforderliche Ausbildung, Schutzausrüstung, etc.

*Vorkommende Arbeitsstoffe und Verweis auf Betriebsanweisungen für diese Stoffe:*

Erdgas, Erdöldestillat und Erdöl

[62]

#### **2. Gefährungskatalog**

Darin sind systematisch alle, auf der Station vorhandenen, Gefahren aufgelistet. Dies reicht von der Explosionsgefahr bis zur Sturzgefahr auf eisigen Wegen.

Für jede Gefahr sind Maßnahmen zur Gefahrenabwehr, Verantwortliche, und Verweise auf zu beachtende Dokumente angeführt. [62]

### 3. Zonenpläne

Im Ex - Zonenplan sind die vorkommenden Zonen farblich gekennzeichnet. In der folgenden Abbildung wird der Ex - Zonenplan der Tanks, der Zentralstation Ried, gezeigt. [62]

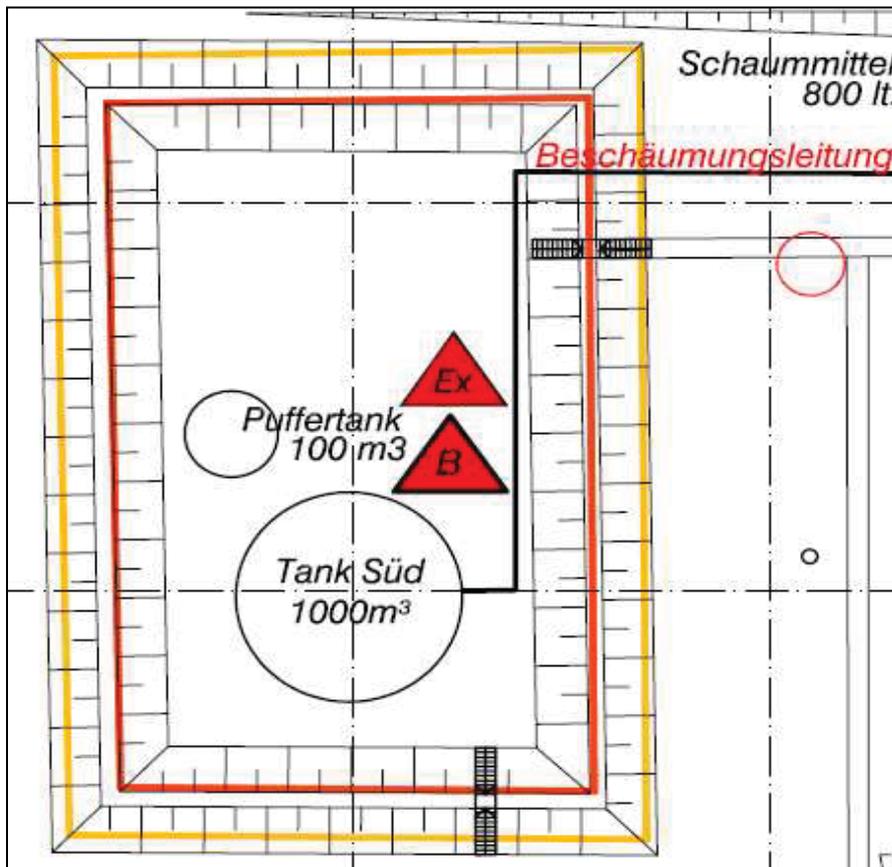


Abbildung 50 Ausschnitt des Ex - Zonenplanes der Zentralstation Ried [62]

<b>Legende:</b>	Zone 0:	Grundfläche der beiden Tanks
	Zone 1:	rote Umrandung
	Zone 2:	gelbe Umrandung (= brandgefährdeter Bereich)
	Symbol „Ex“:	Explosionsgefahr
	Symbol „B“:	erhöhte Brandgefahr

#### 4. Zündgefahrenbewertung

Für alle Apparate werden Zündgefahren und Maßnahmen zur Gefahrenabwehr für den Normalbetrieb und vorhersehbare Störungen aufgelistet. Die folgende Tabelle zeigt die Zündgefahrenbewertung des Settlingtanks, der Zentralstation Ried. [62]

**Tabelle 16 Zündgefahrenbewertung - Settlingtanks - Zentralstation Ried [62]**

Zündgefahrenbewertung - RIED ZENTRALE - STR1 - TANK2																																
	Normalbetrieb	Vorhersehbare Störung	Maßnahmen	Angewandeter Zündschutz																												
01	Heiße Oberflächen	nicht zutreffend																														
02	Mechanisch erzeugte Funken	nicht zutreffend																														
03	Elektrische Anlagen	nicht zutreffend	Sämtliche elektrischen Geräte sind für die Verwendung im explosionsgefährdeten Bereich der Zone 1, IIA T3 geeignet. Die elektrische Anlage ist normgerecht ausgeführt und geprüft.	ExSV 1996 - Explosionschutzverordnung 1996																												
04	Blitzschlag	nicht zutreffend	Verbindungen mit Federringen bzw. Zahnscheiben gesichert.	ÖVE E8049-1 jährliche Überprüfung																												
05	Statische Elektrizität	nicht zutreffend	Keine nichtmetallischen Teile, mit >100mm² die aufgeladen werden könnten.	EX-RL ZH 1/10																												
06	Verbindungseinrichtung für die Erdung leitender Teile Potentialausgleich	nicht zutreffend	Verbindungen mit Federringen bzw. Zahnscheiben gesichert.	jährliche Prüfung der Erdungs- und Blitzschutzanlagen																												
07	Sonstige Zündquellen	nicht zutreffend																														
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Rev.</th> <th>Datum</th> <th>Name</th> <th>Beschreibung</th> <th>Zündgefahrenbewertung</th> <th>Erstellt:</th> <th>29.06.2006</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Bearb.:</td> <td>GXA/GLSP</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Seite:</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Von:</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>					Rev.	Datum	Name	Beschreibung	Zündgefahrenbewertung	Erstellt:	29.06.2006						Bearb.:	GXA/GLSP						Seite:	1						Von:	1
Rev.	Datum	Name	Beschreibung	Zündgefahrenbewertung	Erstellt:	29.06.2006																										
					Bearb.:	GXA/GLSP																										
					Seite:	1																										
					Von:	1																										

#### 5. Geräteanforderung

Für alle Apparate werden die (je nach Ex - Zone) zugelassenen Geräte angeführt. Die nächste Tabelle zeigt die Geräteanforderung des Settlingtanks, der Zentralstation Ried. [62]

**Legende:** *Gerätegruppe II*

- ⊗ Zum Explosionsschutz geeignet.
- ⊗ Gerätegruppe I wäre geeignet zum so genannten Schlagwetterschutz (= Schutz vor Methanexplosion).

*Gerätekatgorie 1G*

- ⊗ Sehr hoher Schutzgrad, Verwendung in Zone 0, 1 und 2.
- ⊗ Für Gas und Dampf – Luft – Gemische geeignet.

*Explosionsuntergruppe IIA*

- ⊗ Gibt zusammen mit der Temperaturklasse an, für welche Stoffe das Gerät geeignet ist.
- ⊗ Beispiele: Benzine, Dieselmkraftstoff, Flugzeugkraftstoff, Rohöl, n-Hexan, etc.

*Temperaturklasse T3*

- ⊗ Maximale Oberflächentemperatur des Gerätes von 200°C.



**Tabelle 17 Geräteanforderung – Settlingtank - Zentralstation Ried [62]**

Geräteanforderung - RIED ZENTRALE - STR1 - TANK2																
Zone 0		Gerätegruppe	Geräteklasse	Explosionsuntergruppe	Temperaturklasse											
		II	1G	IIA	T3											
Zone 1		Gerätegruppe	Geräteklasse	Explosionsuntergruppe	Temperaturklasse											
		II	2G	IIA	T3											
Zone 2		Gerätegruppe	Geräteklasse	Explosionsuntergruppe	Temperaturklasse											
		II	3G	IIA	T3											
Stoffname/CAS-Nr.	Masse	Schmelz-Temp.	Siede-Temp.	Dichte (20°C)	Dampfdruck	Leitfähigkeit	Flammpunkt	Zündtemp.	Explosionsgruppe	Dichteverhältnis zu Luft	Verdunstungszahl	UEG	OEG	UEG	OEG	Sauerst.grenzkonzentrat.
	[g/mol]	[°C]	[°C]	[g/cm³]	[mbar]	[S/m]	[°C]	[°C]	[IIA-C]	[Luft = 1]	[Ether = 1]	[Vol%]	[Vol%]	[g/m³]	[g/m³]	[%]
Roherdöl- A							>21	280	IIA							
Rev.	Datum	Name	Beschreibung	Stoffdatenliste									Erstellt:	29.06.2006		
													Bearb.:	GXA/GLSP		
													Seite:	1		
													Von:	1		

## 6. Elektrische Betriebsmittelliste

Eine Auflistung aller elektrischen Betriebsmittel (Beleuchtungen, Schalter, Elektromotoren, etc.) incl. Angabe von Hersteller, Type, Prüfnummer, elektrischer Spannung, elektrischer Leistung, Ex - Schutzart, Ex - Bescheinigung und Prüfnummer. [62]

## 4. Mechanische Betriebsmittelliste

Eine Auflistung aller mechanischen Betriebsmittel (Kolbenpumpen, Kreiselpumpen und Membranpumpen) incl. Angabe von Hersteller, Type, Prüfnummer und Ex - Schutzart. [62]

### **3.3.2.2 Brandschutz**

Der Brandschutz von RAG – Anlagen wird mit dem, im Intranet abrufbaren, Feuerlösch- und Brandschutzplan geregelt. Er besteht, für die Zentralstation Ried, aus folgenden acht Abschnitten:

#### **1. Meldeplan**

Ein Flowchart, welches im Bedarfsfall dafür sorgt, dass alle zu benachrichtigenden Stellen in der richtigen Reihenfolge informiert werden. [63]

#### **2. Zuordnung der Feuerwehren**

Eine Auflistung welche Feuerwehren zu den Anlagen der RAG zugeteilt wurden. Jede darin vorkommende Feuerwehr erhält ihrerseits eine Tabelle über den jeweiligen Zuständigkeitsbereich. [63]

#### **3. Befragungsliste**

Ein Fragenkatalog, der abgearbeitet wird, wenn jemand einen Notfall an die RAG – Notfallnummer (00800 8481 0000) meldet. [63]

#### **4. Einsatzleitung**

Hierin wird geregelt, dass der Bereitschaftsdiensthabende den Einsatz in Zusammenarbeit mit dem Einsatzleiter der Feuerwehr leitet. [63]

#### **5. Brandschutzbeauftragte und Verhalten im Brandfall**

Der Brandschutzbeauftragte für die Betriebsabteilung Förderung ist Hr. Manfred Schmidseher, vor Ort ist der Teamleader der Zentralstation Ried, Hr. Herbert Gurtner, für den Brandschutz verantwortlich.

Bzgl. Verhalten im Brandfall gilt die Reihenfolge: Alarmieren an RAG - Notfallnummer – Retten – Löschen. [63]

#### **6. Brandschutzordnung**

Enthält eine Auflistung der innerbetrieblichen Vorschriften zur Brandverhütung.

Des weiteren auf die BB-V, die VEXAT und das GSU – Dokument verwiesen. [63]

## 7. Brandschutzpläne

Für alle Anlage der RAG sind Brandschutzpläne vorhanden. Darin sind brandgefährdete Bereiche, besondere Gefahren, Feuerwehzufahrten, Notausgänge, vorhandene Löschmittel etc. eingezeichnet. [63]

- Legende:**
- Zone 0: Grundfläche der beiden Tanks
  - Zone 1: rote Umrandung
  - Zone 2: gelbe Umrandung (= brandgefährdeter Bereich)
  - Symbol „F“: Feuerlöscher
  - Symbol „FW“: Zugang für die Feuerwehr
  - Symbol „Ex“: Explosionsgefahr
  - Symbol „G“: Gefahr durch Gase
  - Symbol „HS“: Elektroverteiler Hauptschalter

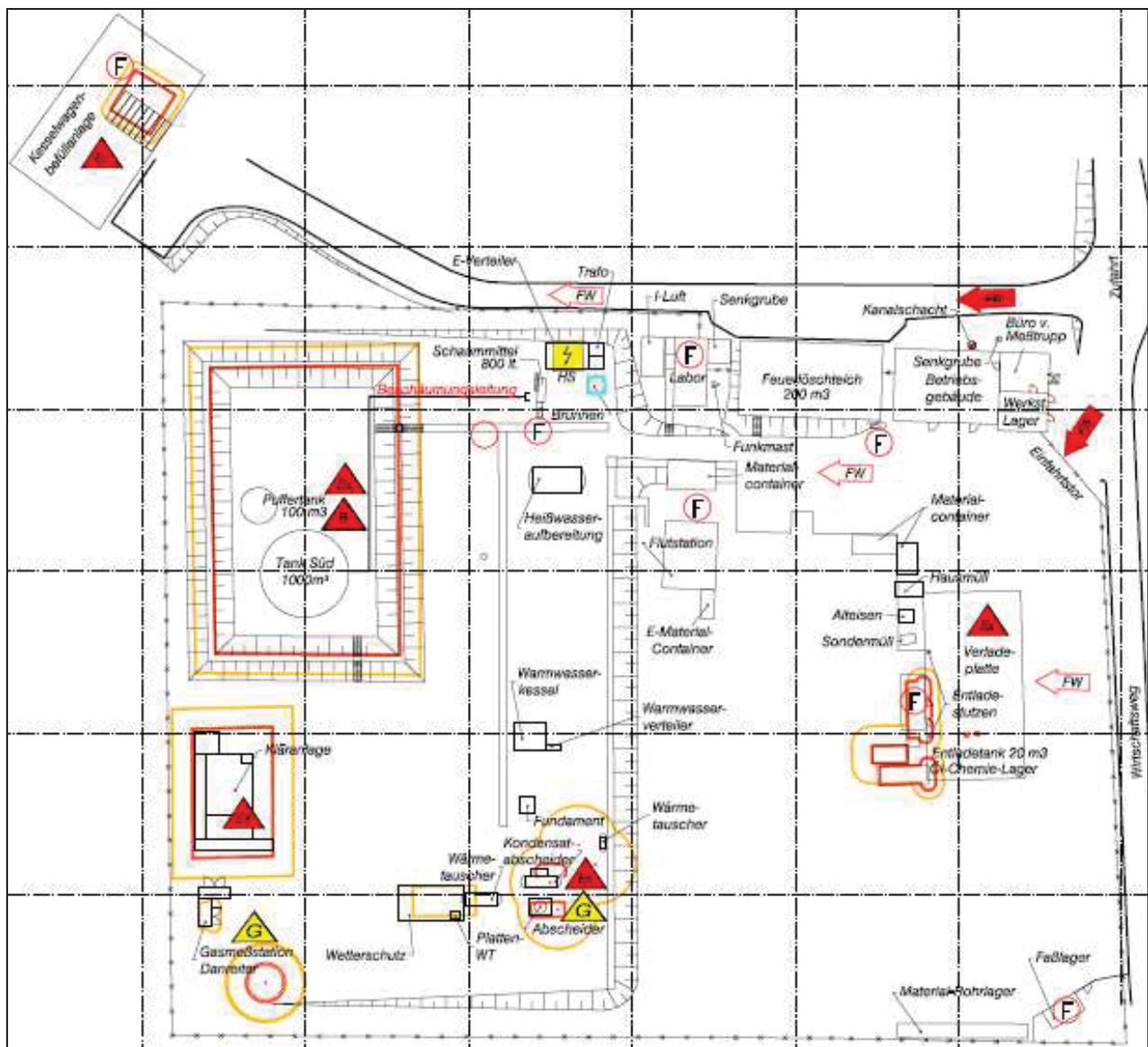
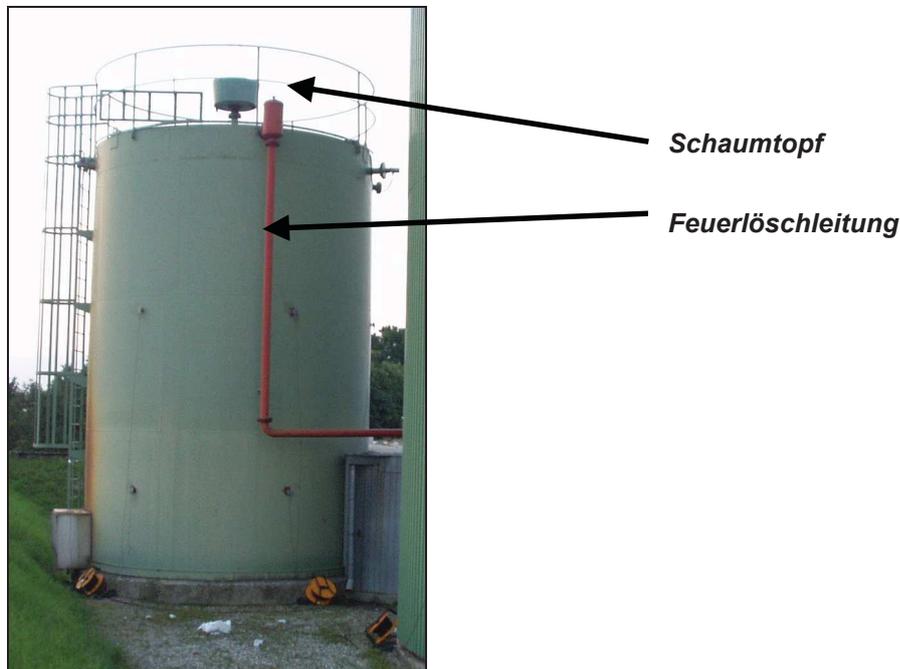


Abbildung 51 Brandschutzplan der Zentralstation Ried [63]

## **8. Feuerlöschgräte**

Darin ist angeführt, welche Anlage der RAG mit welchen Löscheinrichtungen ausgestattet ist. Die Zentralstation Ried ist mit Tankbeschäumungsanlagen, einem 200 m<sup>3</sup> Löschwasserbehälter, Pulverfeuerlöschern, Schaummittel und Ölbindern ausgestattet. [63]



**Abbildung 52** Feuerlöscheinrichtung an einem Tank [57]

Die Brandbekämpfung in Öltanks kann mittels Schaum und Wasser erfolgen. Im Bedarfsfall kann die Feuerwehr Wasser aus dem Löschwasserteich über Feuerlöschleitungen zu den Tanks pumpen. Über Zumischer wird, durch den Venturieffekt, Schaummittel zum Löschwasser gemischt. Dadurch entsteht eine Schaumdecke, die auf dem brennenden Öl auf schwimmt. Durch die Bedeckung des brennenden Öls wird das Feuer erstickt.

### 3.3.3 Maßnahmen während der Instandhaltung

Für viele einfachere Tätigkeiten, die sich oft wiederholen, wie z.B. Molchen einer Gasleitung, gibt es Betriebsanweisungen. Darin wird angegeben, welche Gefahren, z.B. Ex - Atmosphären, durch das Öffnen einer Molchschleuse auftreten. Daraus abgeleitet sind in den Betriebsanweisungen anzuwendende Maßnahmen und Verhaltensregeln angeführt.

Nachdem Tankrevisionen keine einfachen Routinetätigkeiten, sondern eigene Projekte, sind, gibt es dafür keine einfachen Betriebsanweisungen. Stattdessen werden zu Projektbeginn die auftretenden Gefahren erhoben, analysiert und beurteilt. Darauf basierend werden, in Zusammenarbeit mit dem arbeitsmedizinischen Dienst (in Anspruch genommene, externe Beratung) Maßnahmen getroffen.

Resultierend daraus wird der Sicherheits- und Gesundheitsschutzplan (SiGePlan) erstellt. Der SiGePlan wird den Verantwortlichen der Drittfirmen erläutert und ausgehändigt. Dies wird durch eine Unterschrift bestätigt. Die Verantwortlichen der Drittfirmen haben ihre Mitarbeiter selbstständig zu unterweisen, was wiederum durch deren Unterschriften zu bestätigen ist.

Praktisch kann der SiGePlan, in Übereinstimmung mit dem Baukoordinationsgesetz, folgendermaßen aufgebaut sein:

#### 1. Titelblatt

- |   |                          |  |
|---|--------------------------|--|
| ✂ | Projektbezeichnung       | Reinigung Tank 2 (1.000 m³), Ried Zentralstation |
| ✂ | RAG - Baukoordinator     | Mitarbeiter der Fa. RAG                          |
| ✂ | Tankreinigung            | Fa. Rohrer                                       |
| ✂ | Rohrbau und Sanierung    | Fa. Kremsmüller                                  |
| ✂ | Prüfarbeiten             | TÜV Austria                                      |
| ✂ | Notruf                   | Dispatchzentrale Gampern 07583 – 8481            |
| ✂ | Wichtige Telefonnummern: |  |
|   | ➔                        | Baukoordinator der Fa. RAG                       |
|   | ➔                        | Ansprechperson der Fa. Rohrer                    |
|   | ➔                        | Ansprechperson der Fa. Kremsmüller               |
|   | ➔                        | Ansprechperson der TÜV Austria                   |

[64]

**2. Baustellenumfeld generell****Tabelle 18** *SiGe Plan – Baustellenumfeld [64]*

Gefährdung	Maßnahme	Zuständig
Verkehr und Lagerung	Organisation	jede Firma
Witterung - Anfahrtswege	Räumen der Zufahrtswege	RAG
Witterung	Wetterbericht	Baukoordinator
Dritte Personen	Zutrittskontrolle	Baukoordinator

**3. Baustelleneinrichtung generell****Tabelle 19** *SiGe Plan – Baustelleneinrichtung [64]*

Gefährdung	Maßnahme	Zuständig
Baustelleneinrichtung	Werkzeugcontainer	jede Firma
	Baustellenversicherung	Baukoordinator
Baustellenversorgung	Wasser	RAG
	Strom	RAG
	Telefon / Handy	Alle genannten Personen
Sozialeinrichtungen	Baucontainer	auf der RAG Zentrale vorhanden
	Sanitärcontainer	
	Erste Hilfe	
Baustellenbeleuchtung	Zusätzliche Beleuchtung im Tankhof	RAG
Brandschutz	Handfeuerlöscher	jede Firma
		RAG
Umweltschutz	Abfallentsorgung	jede Firma
		RAG

**3. Angaben zum Projekt**

- ⊗ Vorhaben
  - Komplettreinigung
  - Erneuerung der Beschichtung
  - TÜV – Abnahme
- ⊗ Arbeitszeit
  - Normalarbeitszeit
  - Mai 2009 bis Juni 2009
- ⊗ Anwesende Personen
  - ca. 5 bis 7
  - permanent anwesend

[64]

**4. SiGe - Bauzeitplan****Tabelle 20** SiGe Plan – Bauzeitplan [64]

Gewerk / Leistung	Gefahr	Maßnahmen	Koordination / Zuständigkeit	Zeitplan
Reinigung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ex - Zone 0 (§17 VEXAT)</li> <li>unatembare Atmosphäre</li> <li>Brandgefahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unterweisung</li> <li>permanente Ex-Messung</li> <li>Verlassen der Ex - Zone bei 10 % UEG</li> <li>Atemschutzgeräte</li> <li>funkenfreie Werkzeuge</li> <li>Aufsicht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fa. Rohrer</li> <li>RAG</li> </ul>	Mai
Aufstellung Gerüst	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ex - Bereich</li> <li>Absturzgefahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unterweisung</li> <li>Höhensicherung</li> <li>Gerüstfreigaben</li> <li>Aufsicht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fa. Kremsmüller</li> <li>RAG</li> </ul>	Mai
vorhandene Innenbeschichtung entfernen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ex - Bereich</li> <li>Absturzgefahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unterweisung</li> <li>Aufsicht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fa. Kremsmüller</li> <li>RAG</li> </ul>	Mai
TÜV - Überprüfung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ex - Bereich</li> <li>Absturzgefahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unterweisung</li> <li>Aufsicht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>TÜV Austria</li> <li>RAG</li> </ul>	Juni
Reparaturen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ex - Bereich</li> <li>Absturzgefahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unterweisung</li> <li>Aufsicht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fa. Kremsmüller</li> <li>RAG</li> </ul>	Juni
neue Innenbeschichtung anbringen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ex - Bereich</li> <li>Absturzgefahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unterweisung</li> <li>Aufsicht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fa. Tiron</li> <li>RAG</li> </ul>	Juni
Abnahme und Inbetriebnahme	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ex - Bereich</li> <li>Absturzgefahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unterweisung</li> <li>Aufsicht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>TÜV Austria</li> <li>RAG</li> </ul>	Juni

## **5. Unterschriftenliste**

Es wird bestätigt, dass:

- ✘ der SiGe – Plan übergeben wurde
- ✘ Oberstehendes zur Kenntnis genommen wurde
- ✘ Vorfälle gemeldet und im SiGePlan eingetragen werden

[64]

**Tabelle 21**                      **SiGe Plan – Unterschriftenliste [64]**

<b>Unterschriftenliste</b>		
<b>Firma</b>	<b>Name</b>	<b>Unterschrift</b>
Fa. Rohrer	xxx	
Fa. Kremsmüller	xxx	
TÜV Austria	xxx	

## **6. Beilagen**

- ✘ Betriebsanweisung über Tätigkeiten in Ex - Bereichen
- ✘ RAG – Sicherheitsanweisungen
  - Arbeiten mit besonderen Sicherheitsmaßnahmen
  - Arbeiten in Behältern
  - Brandgefährliche Tätigkeiten
  - Feuerarbeiten in Ex – Bereichen
  - Arbeiten mit Zündquellen in Ex - Bereichen
- ✘ Erste Hilfe Liste, zum Vermerken von Unfälle und Gesundheitsschäden.

[64]

### 3.4 Zustand des Settlingtanks ( 1.000 m<sup>3</sup> )

Die letzten Überprüfungen dieses Tanks, außer den Standproben, waren eine Innenüberprüfung im Jahre 1996 und eine SEA im Jahre 2005, beide durch den TÜV Austria durchgeführt.

#### 3.4.1 Innenüberprüfung 1996

Der TÜV kam dabei zu den folgenden Urteilen.

##### Wandstärkenmessung:

**Tabelle 22**      *Ergebnisse der Wandstärkenmessung 1996 [65]*

Messpunkte	Dach	Mantel			
		bis 1,0 m Höhe	bis 1,1 m Höhe	in 1,5 m Höhe	in 2,1 m Höhe
gemessene Wandstärke [mm]	3,0 bis 3,4	keine Messung möglich, wegen Doppelwand	keine Messung möglich, wegen Beschichtung	8,0 bis 8,3	5,9 bis 6,1
Soll - Wandstärke [mm]	-			8,0	6,0

**Standprobe:** Bei der 24stündigen Standprobe konnte keine Undichtheit festgestellt werden.

**Innenbesichtigung:** Die Montagenähte sind zu verschleifen und die Löcher auszuschweißen und mit Korrosionsschutz zu versehen.

**Rohrleitungen:** Das Heizregister, sowie alle zu- und abführenden Leitungen wurden einer Druckprobe unterzogen.

**Armaturen:** Sämtliche Armaturen wurden auf Dichtheit und Funktionsfähigkeit überprüft.

[65]

Zusammenfassung des Prüfprotokolls [65], siehe Anhang Seite II.

### 3.4.2 Schallemissionsanalyse 2005

Im Jahr 2005 wurde der Tankboden einer SEA durch den TÜV unterzogen.



Abbildung 53 SEA - Empfänger an der Tankwand [57]

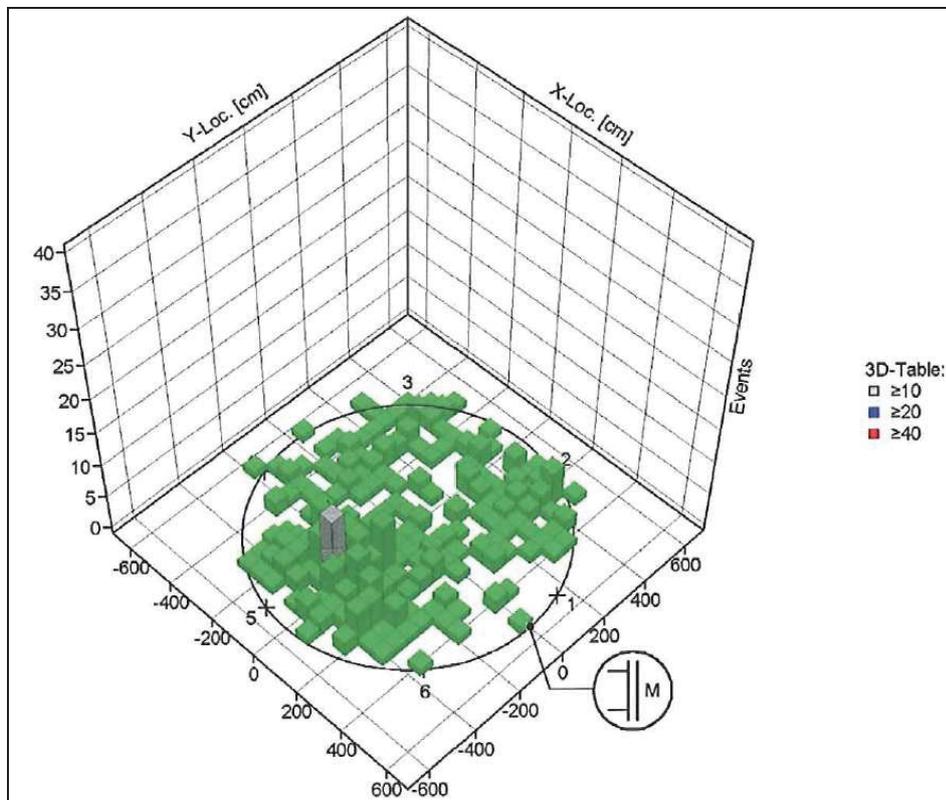


Abbildung 54 Übersicht der Quellenortung durch SEA [66]

Das Ergebnis der SEA wurde im Prüfprotokoll durch obige Abbildung graphisch dargestellt.

Die Säulenhöhen und Säulenfarben geben Aufschluss, über die Anzahl der Ortungen, je Rasterelement (Kreisfläche: Durchmesser = 5% des Tankdurchmessers). Grüne Säulen bedeuten, dass weniger als 10 Ortungen je Rasterelement festgestellt wurden.

An der Stelle  $X = -51$  cm,  $Y = -282$  cm wurden zehn aktive Quellen geortet, daher wurde der Tank als Klasse II bewertet.

Dies bedeutet, dass es Korrosionen mit geringer Aktivität, aber keine Leckagen, gibt.

Es wurde, vom TÜV Austria, eine Betriebsperiode von maximal drei Jahren (das bedeutet bis Sommer 2008) bis zur nächsten Instandhaltungsmaßnahme oder Prüfung empfohlen. [66]

Zusammenfassung des Prüfprotokolls [66], siehe Anhang Seite III.

Dies ist der Grund, weshalb die Vorbereitungen, für den Bau des 500 m<sup>3</sup> Produktionstanks, auf der Zentralstation Ried zurzeit rasch vorangetrieben werden. Wenn die nächste Tanküberprüfung, von außen, ergibt, dass eine Reinigung und Reparatur des Tanks nötig sind, dann sollte dieser 500 m<sup>3</sup> Tank betriebsbereit sein. In diesem Falle könnten die notwendigen Maßnahmen sofort, ohne Produktionsunterbrechung, getroffen werden.

### 3.4.3 Abgelagerte Ölschlämme

Derzeit befindet sich etwa ein halber Meter Schlamm am Tankboden, dies wurde mittels Tankpeilung festgestellt. Diese wurde vom oberen Mannloch aus, mit einem Gewicht an einer entsprechend langen Schnur, durchgeführt. [28]

## 3.5 Planung der Instandhaltungsmaßnahmen

### 3.5.1 Tanküberprüfung zur Vorbeurteilung

Aufgrund der letzten Überprüfungen kann davon ausgegangen werden, dass der Tank sich in einem generell guten Zustand befindet.

Jedoch muss an einigen Stellen im Tankboden, vor allem an der Stelle mit den Koordinaten: X = -51 cm, Y = -282 cm, mit beachtlichen Korrosionen gerechnet werden.

Großen Aufwand, zur genaueren Beurteilung des Tanks, im Betriebszustand, zu betreiben ist im konkreten Fall abzulehnen. Aus den folgenden drei Gründen ist eine Öffnung und Reinigung des Tanks nämlich ohnehin unausweichlich.

- ✘ Aufgrund dieser Korrosionsstelle am Boden würde, durch die SEA, wahrscheinlich eine Einstufung als Klasse III oder als Klasse IV erfolgen.
- ✘ Am Tankboden hat sich etwa ½ m Ölschlamm abgelagert, welcher aus dem Tank entfernt werden sollte.
- ✘ Die letzte Innenrevision liegt schon über zehn Jahre zurück.

### 3.5.2 Beurteilung der Rückstände

#### 3.5.2.1 Öldämpfe

Wie bereits im theoretischen Teil dargelegt wurde, ist eine Nachbehandlung der, bei der Reinigung austretenden, Öldämpfe umso sinnvoller, je größer dieser Beitrag zur Gesamtemission des Tanks ist.

Aus Erdölsonden werden nicht nur Öl und Wasser, sondern wird auch Gas gefördert. Das Gas wird in den Zentralstationen mittels Separator, zum größten Teil, von der flüssigen Phase abgetrennt. Jener Gasanteil, welcher nach dem Separator noch im Öl - Wasser - Gemisch gelöst ist, gast teilweise im Settlingtank aus (Tankatmung).

Jeder Erdölsonde der RAG wird ein Erdölbegleitgasfaktor zugewiesen. Dieser Wert kann im Labor ermittelte werden, die zurzeit verwendeten Werte sind aber Expertenschätzungen. Besagter Faktor gibt an, wie viel Nm<sup>3</sup> Gas, je to Nettoölproduktion, im Tank ausgasen. Der Erdölbegleitgasfaktor bewegt sich in Oberösterreich typischerweise in der Größenordnung von 7, weist aber auch Werte von 1 bis 12 auf. [67]

Im Jahr 2006 betragen in Ried die Emission, aus der Tankatmung, 49.864 Nm<sup>3</sup> Gas. Eine Analyse über den Verbleib, des in Ried ankommenden Gases, ergab:

- ⊗ 90,1 Vol-%            Eigenverbrauch
- ⊗ 9,6 Vol-%            Tankatmung
- ⊗ 0,3 Vol-%            Verkauf

[67]

Man kann in etwa davon ausgehen, dass die emittierten Gase aus den Tanks eine ähnliche Zusammensetzung haben, wie die Gase, die durch den Separator abgeschieden werden. Eine Analyse der, am Separator abgeschiedenen, Gase hat für die Zentralstation Ried das Ergebnis nach Tabelle 23 geliefert.

**Tabelle 23                    Ergebnisse der Gasanalyse [8]**

Komponente	Anteil [-]	Molvolumen [Nm <sup>3</sup> /kmol]	Molmasse [kg/kmol]	KW - Konzentration [kg/Nm <sup>3</sup> ]
Stickstoff (N <sub>2</sub> )	0,0118	22,4		
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	0,0685			
Methan (CH <sub>4</sub> )	0,7617		16	0,54
Ethan (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0,0216		30	0,03
Propan (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0,0571		44	0,11
Butan (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,0533		58	0,14
Pentan (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,0194		72	0,06
Hexan (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> ) und höher	0,0066		86	0,03
<b>Summe</b>	<b>1</b>			

#### Tankatmung:

Obigen Werten zufolge wird, durch Tankatmung, jährlich eine KW – Masse von **45.376,24kg** an die Atmosphäre abgegeben.

Berechnung: 49.864 [Nm<sup>3</sup>] \* 0,91 [kg/Nm<sup>3</sup>] = 45.376,24 [kg]

**Tankreinigung**

Da bei der RAG keine Aufzeichnungen über gasförmige Emissionen aus Tankreinigungen vorhanden sind, folgt hier eine Abschätzung mithilfe von zweier verschiedener Methoden.

**Methode 1:** Bei der Tankreinigung nimmt die KW – Konzentration, der Öldämpfe je nach Gebläseleistung in kurzer Zeit auf 10 % UEG ab. In der Regel sind dazu etwa fünf Luftumwälzungen [28] im Tank nötig. Die gasförmigen Emissionen, die während dieser Zeit ausgestoßen werden, lassen sich folgendermaßen abschätzen:

- ✘ Die ursprüngliche CH<sub>4</sub> - Konzentration von 76,17 Vol-% entspricht etwa 1.500 % UEG.
- ✘ Es wird angenommen, dass alle Bestandteile des Gasgemisches, je Luftumwälzung, im gleichen Verhältnis abnehmen, wie CH<sub>4</sub>.
- ✘ Damit 1.500 Vol-% in fünf Schritten auf 10 Vol-% abnehmen, muss jeder Schritt eine Reduktion von 72 Vol-% bewirken. Daher gilt etwa:  $(n+1) [\text{Vol-\%}] = n [\text{Vol-\%}] * 0,28$ .
- ✘ Wenn man im Tank eine Temperatur von etwa 35 °C annimmt, dann werden bei jeder Luftumwälzung etwa 890 Nm<sup>3</sup> Gas aus dem 1.000 m<sup>3</sup> Tank gefördert.
- ✘ Unter der Annahme, dass ab einer Atmosphäre von 10 % UEG kaum noch KW ausgasen ergibt sich eine Gesamtmasse an ausgestoßenen gasförmigen KW von 1.122,9 kg (siehe folgende Tabelle).

**Tabelle 24**                      **Gasförmige KW - Emissionen durch die Tankreinigung**

Komponente	KW - Konzentration [kg/Nm <sup>3</sup> ]				
	Luftwechsel - Nummer				
	1	2	3	4	5
Methan (CH <sub>4</sub> )	0,5400	0,1512	0,0423	0,0119	0,0033
Ethan (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0,0300	0,0084	0,0024	0,0007	0,0002
Propan (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0,1100	0,0308	0,0086	0,0024	0,0007
Butan (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,1400	0,0392	0,0110	0,0031	0,0009
Pentan (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,0600	0,0168	0,0047	0,0013	0,0004
Hexan (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> ) und höher	0,0300	0,0084	0,0024	0,0007	0,0002
<b>Summe [kg/Nm<sup>3</sup>]</b>	0,9100	0,2548	0,0713	0,0200	0,0056
<b>Masse KW [kg]</b>	<b>809,9</b>	<b>226,8</b>	<b>63,5</b>	<b>17,8</b>	<b>5,0</b>
<b>Gesamtmasse KW [kg]</b>	<b>1.122,9</b>				

**Methode 2:** Der TÜV Süd hat bei der Reinigung eines Schwimmdach - Rohöltanks Begleitmessungen durchgeführt. Anhand der gewonnenen Daten ist folgende Abschätzung möglich:

- ✕ Die Tankgrundfläche betrug 2.688 m<sup>2</sup>, bei einer etwaigen Höhe des Gasraumes von 2,5 m ergibt sich daraus ein Volumen an Öldämpfen von 6.700 m<sup>3</sup>. [41]
- ✕ Bei einer angenommenen Lagertemperatur von 20 °C ergibt dies ein Volumen von 6.300 Nm<sup>3</sup> Gas.
- ✕ Die besagte Begleitmessung hat ergeben, dass während der Grobreinigung 8.230 kg gasförmige KW aus dem Tank abgesaugt wurden. Daraus lässt sich eine KW – Konzentration von ca. 1,3 kg/Nm<sup>3</sup> berechnen. [41]
- ✕ Wenn man im entleerten 1.000 m<sup>3</sup> Tank eine Temperatur von etwa 35 °C annimmt, dann ergibt sich ein Gasraum von 890 Nm<sup>3</sup>.
- ✕ Berechnung:  $890 \text{ [Nm}^3\text{]} * 1,3 \text{ [kg/Nm}^3\text{]} = 1.157,0 \text{ [kg]}$

Beide Methoden ergeben einen reinigungsbedingten Ausstoß gasförmiger KW von etwas mehr als 1 to. Die gute Übereinstimmung, trotz verschiedenartiger Berechnungszugänge, lassen die Ergebnisse plausibel erscheinen.

### 3.5.2.2 Ölschlämme

#### 3.5.2.2.1 Schlammmenge

Die letzte durchgeführte Tankpeilung hat eine Schlammhöhe von etwa ½ m ergeben. Wie die Tankreinigung auf der Zentralstation Voitsdorf gezeigt hat, kann die tatsächliche Höhe von der gepeilten Höhe stark (nach oben oder nach unten) abweichen.

Unter der Annahme, dass sich tatsächlich ein halber Meter Schlamm im Tank befindet, ergibt sich mit dem Tankdurchmesser von 11 m ein Schlammvolumen von knapp 50 m<sup>3</sup>. [28]

#### 3.5.2.2.2 Schlammqualität

##### ⊗ Methode 1:

Es kann davon ausgegangen werden, dass der Schlamm im Tank sehr ähnliche Eigenschaften zum Schlamm, der aus dem Settlingtank der Zentralstation Voitsdorf entfernt wurde, aufweist. Die Eingangskontrollen der Fa. AVR haben damals folgende Parameter ergeben:

**Tabelle 25 Analysen entsorgter Ölschlämme [68]**

Parameter	Einheit	bestimmte Werte
Brennbarkeit		nein
Dichte	kg/l	1,0 bis 1,2
Farbe		schwarz
Feststoffanteil	Ma-%	24 bis 88
	Vol-%	8 bis 72
Flammpunkt	°C	> 65
Geruch		Diesel, Benzin, Öl, Schweröl
Konsistenz		pastös, flüssig, klebrig, überstehend Wasser, Gatsch
Ölgehalt	Vol-%	3
pH - Wert		7 bis 8
Trübung		stark
Schwefelgehalt	Ma-%	< 0,5
Chlorgehalt	Ma-%	< 0,5

##### ⊗ Methode 2:

**Ausführung:** z.B. Fa. G.U.T. Gruppe Umwelt + Technik GmbH

Die Ölschlammprobe wird von Fa. G.U.T. Gruppe Umwelt + Technik GmbH mittels „Corer“, aus dem Tank, gezogen. Es erfolgt eine Bestimmung des Brennwertes, sowie des Trockensubstanzgehaltes. Außerdem wird diese Schlammprobe, zur Sicherheit, vom Strahlenschutzbeauftragten, der RAG, auf Radioaktivität gemessen werden.

### 3.5.3 Maßnahmen zur Tankreinigung und zur Entsorgung der Reststoffe

#### 3.5.3.1 Öldämpfe

Es besteht die Annahme, dass dieser Tank etwa in 10jährigem Intervall gereinigt wird. Aus der **Tankatmung** ergibt sich daher, je Intervall, eine gasförmige KW – Emission von über **450 to**. Die KW – Masse von etwas über **1 to**, welche durch die **Tankreinigung** zustande kommt, kann daher eine **Gas – Abfackelung nicht rechtfertigen**.

**Anmerkung:** Um die Klimaschädlichkeit von Treibhausgasen ausdrücken zu können, werden die Begriffe „relative Treibhauspotential“, „CO<sub>2</sub>-Äquivalent“ oder „Global Warming Potential“ verwendet. Das heißt, es wird angegeben, um welchen Faktor ein Gas klimaschädlicher ist als CO<sub>2</sub>. Dabei werden einerseits die Klimawirksamkeit der Gase und andererseits ihre Lebensdauer in der Atmosphäre berücksichtigt. Für den Hauptbestandteil des Gases, CH<sub>4</sub>, beträgt dieser Faktor 21, bezogen auf einen Zeithorizont von 100 Jahren. [69]

#### 3.5.3.2 Ölschlamm

Bei einem etwaigen Schlammvolumen von knapp 50 m<sup>3</sup> und einem ungefähren Ölgehalt im Schlamm von ca. 3 Vol-% ergeben sich **1,5 m<sup>3</sup> rückgewinnbares Öl**.

Diese geringe Menge (etwa **1,8 % der Tagesproduktion**, der Zentralstation Ried) lässt den Aufwand, eine **Zentrifuge zur Ölrückgewinnung** bereitzustellen, **nicht sinnvoll** erscheinen. Die 50 m<sup>3</sup> Ölschlamm ergeben bei einer Dichte von 1,2 to/m<sup>3</sup> eine zu entsorgende Gesamtmasse von 60 to.

##### 3.5.3.2.1 Entfernung des Ölschlammes

**Ausführung:** z.B. Fa. Johann Rohrer GmbH

Der Tank wird von der Fa. Johann Rohrer GmbH restentleert, und feingereinigt (gas- und fettfrei, also schweißfertig). Um ein Angebot, zur Tankreinigung, zu erhalten muss für den betreffenden Tank eine Checkliste (Anhang Seite IV bis VI) ausgefüllt werden.

Auf eine Abfackelung der Öldämpfe wird aus oben genannten Gründen und aus Kostengründen (siehe Kostenabschätzung) verzichtet.

##### 3.5.3.2.2 Entsorgung der Ölschlammes

**Ausführung:** z.B. Fa. Abfallverwertungs- und Rohstoffgewinnungs- GmbH

Die Ölschlamm Entsorgung wird auf dem, bereits erläuterten, Verfahrensweg durchgeführt. Es erfolgt also eine Aufbereitung, gefolgt von einer Verbrennung und einer Umwandlung und Nutzung als Fernwärme.

## 3.5.4 Planung der Tankreparatur

### 3.5.4.1 Gerüstbau

**Ausführung:** z.B. Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG

Um die Innenfläche des Tanks restlos reinigen, reparieren und anschließend beschichten zu können, ist die Errichtung eines Gerüsts im Tankinneren notwendig.

### 3.5.4.2 Entfernung der Beschichtung und Sandstrahlen

**Ausführung:** z.B. Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG

Alte Beschichtungen werden abgenommen, um die darunter liegenden Metallflächen bzgl. Korrosionen beurteilen zu können. Durch Sandstrahlen werden Metallflächen im Tankinnenraum von Ölresten und Rost befreit. Das Sandstrahlen, der Innenseite des Tanks, ist notwendig, wenn Schweißarbeiten durchgeführt oder die Flächen neu beschichtet werden sollen.

### 3.5.4.3 Innenbesichtigung und Beurteilung von Statik und Korrosion

**Ausführung:** z.B. TÜV Austria

Nachdem der Tank sandgestrahlt wurde kann er einer genauen Untersuchung von innen unterzogen werden. Dabei können unter anderem Wandstärkemessungen, Eindringprüfungen, Vakuumprüfungen von Schweißnähten und ähnliche Verfahren zum Einsatz kommen.

### 3.5.4.4 Reparatur des Tanks

**Ausführung:** z.B. Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG

Entdeckte Fehlstellen, wie zu geringe Wandstärken, Risse oder Leckagen, werden durch aufschweißen von Stahlblechen behoben.

### 3.5.4.5 Innenbeschichtung

**Ausführung:** z.B. Fa. PRS Rohrsanierung GmbH

Nach erfolgter Reparatur des Tanks kann dieser beschichtet werden. Es empfiehlt sich die ganze Innenfläche (Dach, Mantel, Boden und Einbauten), z.B. mit Corropipe, zu beschichten.

### 3.5.4.6 Abnahmeprüfung

**Ausführung:** z.B. TÜV Austria

Nach Abschluss aller Instandhaltungsmaßnahmen werden diese, vor Inbetriebnahme, angenommen und im Tankbuch dokumentiert.



### 3.5.5 Kostenabschätzung der Instandhaltungsmaßnahmen

**Hinweis:** In dieser Kostenabschätzung werden nur die Hauptkostenfaktoren der geplanten Instandhaltungsmaßnahme aufgezeigt. Zusätzlich sind Transportkosten, Kosten für Abnahmeprüfungen, Kosten der Inbetriebnahme, etc. zu berücksichtigen.

**Tabelle 26** *Kostenaufstellung für die geplanten Instandhaltungsmaßnahmen*

Position	Firma	Quelle	Umfang	Kosten
<b>Tankreinigung</b>				
Schlammbeprobung	Fa. G.U.T. Gruppe Umwelt + Technik GmbH	a		€ 700,00
Schlammmentfernung	Fa. Johann Rohrer GmbH	b	50 m <sup>3</sup>	€ 9.800,00
Schlamm Entsorgung	Fa. Abfallverwertungs- und Rohstoffgewinnungs- GmbH	c	50 m <sup>3</sup>	€ 18.750,00
<b>Tankreparatur</b>				
Gerüstbau im Tankinneren	Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG	d	380 m <sup>2</sup>	€ 15.900,00
Entfernen der Beschichtung und Sandstrahlen	Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG	e	330 m <sup>2</sup>	€ 26.900,00
Tankreparatur	Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG	f	5 m <sup>2</sup>	€ 13.000,00
Korrosionsschutz	Fa. PRS Rohrsanierung GmbH	g	570 m <sup>2</sup>	€ 75.000,00
<b>Summe</b>				<b>€ 160.050,00</b>

**(a) Schlammbeprobung**

*Unverbindliche Kalkulation der Fa. G.U.T. Gruppe Umwelt + Technik GmbH [70]:*

Organisation, Anfahrtspauschale, Arbeitszeit	<b>250 €</b>
Corer, Einsatz und Reparatur	<b>190 €</b>
Corer, Reinigung	<b>150 €</b>
Brennwertanalyse	<b>90 €</b>
Untersuchung des TS – Gehaltes	<b>20 €</b>

**(b) Schlammmentfernung**

*Angebot der Fa. Johann Rohrer GmbH [71]:*

Ausbringung von 50 m <sup>3</sup> Schlamm	<b>9.800 €</b>
Ausbringung von Mehrmengen über 50 m <sup>3</sup>	75 € je m <sup>3</sup>
Abfackelung der Gase aus dem Tank	18.200 €

**(c) Schlammmentsorgung**

*Telefonische Auskunft der Fa. Abfallverwertungs- und Rohstoffgewinnungs- GmbH [44], Prüfprotokoll der Fa. Abfallverwertungs- und Rohstoffgewinnungs- GmbH [68] und Ergebnis der Tankpeilung [28]:*

Schlammmentsorgungskosten, Mittelwert	<b>375 €/to</b>
Schlammtdichte, Maximalwert	<b>1.200 kg/m<sup>3</sup></b>
Schlammvolumen (etwa)	<b>50m<sup>3</sup></b>

**(d) Gerüstbau im Tankinneren**

*Angebot der Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG [72]:*

Gerüstung der Zylinderwand und der Dachfläche	<b>15.900 €</b>
---	-----------------

**(e) Entfernen der Beschichtung und Sandstrahlen**

*Angebot der Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG [72]:*

Entfernen der Innenbeschichtung	<b>8.600 €</b>
Sandstrahlen der gesamten Tankinnenfläche	<b>18.300 €</b>

**(f) Tankreparatur**

*Angebot der Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG [72]:*

Reparatur	<b>650 €/m<sup>2</sup></b>
Angenommene, zu reparierende Fläche:	<b>20 m<sup>2</sup></b>

**(g) Korrosionsschutz**

*Preis der Innenbeschichtung eines 2.000 m<sup>3</sup> - Tanks [51] und Kostendegression [55]:*

**2.000 m<sup>3</sup> - Tank**

Innenfläche	923 m <sup>2</sup>
Gesamtkosten	100.000 €

**1.000 m<sup>3</sup> - Tank**

Innenfläche	570 m <sup>2</sup>
Gesamtkosten	100.000 € * (570/923) <sup>0,6</sup> <b>75.000 €</b>

## 4 Ergebnis / Diskussion / Ausblick

Dieser Abschnitt wurde in Zusammenarbeit mit Hrn. DI Dr. Markus Oberndorfer, einem Mitarbeiter der RAG, erstellt.

Für die Betriebsweise von, bestehenden und in Zukunft zu errichtenden, Rohölproduktionstanks lassen sich, ausgehend von dieser Arbeit, drei Forderungen ableiten:

- ⊗ Auch aus vergleichsweise kleinen Tanks gasen bedeutende Massen, an Öldämpfen, aus. Diese Öldämpfe bestehen zu einem hohen Prozentsatz aus  $\text{CH}_4$ , mit einem relativen Treibhauspotential von 21. Eine Absaugung und Verwertung bzw. Verbrennung dieser Gase würde massiv zur Einsparung von  $\text{CO}_2$  – Emissionsäquivalenten beitragen und wäre somit ökonomisch und ökologisch interessant.
- ⊗ Die Ansammlung von festen Ölschlamm an Tankböden sollte, aus hinlänglich erörterten Gründen, verhindert werden. Durch die Mischung zweier Erdöle kann sich der Stockpunkt, von Paraffinen und Asphaltene, auf einen Wert erhöhen, der über den Stockpunkten, der einzelnen Erdöle, liegt. Da die RAG auch Erdöl aus Bayern zukaufen sollte dieser Umstand untersucht werden, bevor Ölmischungen in Tanks zugelassen werden.
- ⊗ Die Möglichkeit nichtverwertbare Ölschlämme mikrobiologisch zu behandeln, anstatt sie zu verbrennen, könnte die Entsorgungskosten deutlich reduzieren. Daher sollte diese Option weiter verfolgt werden.

### 4.1 Bestehende Produktionstanks

Nachdem sich die Ansammlung von Ölschlamm am Tankboden, bei bestehenden Tanks, nicht gänzlich verhindern lässt, sind diese nach einigen Betriebsjahren, aus dem Tank, zu entfernen. Im Zuge solcher Tankrevisionen sind gründliche Innenuntersuchungen und Reparaturarbeiten durchzuführen (vorbeugende Instandhaltung).

Großen Aufwand zu betreiben, um die Tanks schon während des Betriebszustandes, detailliert auf den Zustand hin, zu überprüfen ist daher nicht gerechtfertigt.

Dieser Umstand ändert sich, wenn das Problem, der Ölschlammablagerungen, beseitigt, oder zumindest verringert, werden kann. Mögliche Lösungsvorschläge werden im folgenden Kapitel aufgezeigt.

## 4.2 Neu zu errichtende Produktionstanks

### Ausführungsform

Ein Mittelablaufkegelboden mit Sumpf, wie in Abbildung 16 ersichtlich, sorgt dafür, dass anfallender Ölschlamm sich stets im Sumpf sammelt. Eine, für Dickstoffe geeignete, Pumpe oder eine Austragsschnecke kann den Ölschlamm aus dem Sumpf herausfördern und somit dafür sorgen, dass sich nie das Problem einer Schlammschicht am Tankboden ergibt. Zusätzlich ist eine Kombination mit, in den Tank integrierten, Reinigungsdüsen denkbar.

### Korrosionsschutz

Die Anbringung von Opferanoden, an der Innen- und Außenseite, eignet sich, um eventuelle Fehlstellen im passiven Korrosionsschutz kompensieren zu können.

Die Verwendung eines Mittelablaufkegelbodens birgt die Gefahr, dass Regenwasser sich zwischen Boden und Fundament ansammeln kann. Dies ist, mithilfe effektiver Abdichtung, soweit als möglich, zu unterbinden. Zusätzlich sollte die Möglichkeit der Verwendung nicht rostender Stähle, als Bodenwerkstoff, betrachtet werden.

### Überprüfungen

Wenn obige Hinweise bei der Tankerrichtung berücksichtigt wurden, dann lassen sich sehr lange Intervalle zwischen den Tankrevisionen (mit Tanköffnung und Tankreinigung) erzielen. In einem solchen Fall ist es zwischen diesen Reinigungsintervallen gerechtfertigt, den Tank, ohne Betriebsunterbrechung, auf seinen Zustand hin, zu überprüfen. Den hohen Kosten, z.B. der Überprüfung mittels ROV steht der Vorteil gegenüber, dass der Betrieb, zur Tanküberprüfung, nicht unterbrochen werden muss.

## 5 Zusammenfassung

Öltanks müssen in regelmäßigen Abständen Zustandsüberprüfungen unterzogen werden. Diesbezüglich wird den gesetzlichen Vorschriften schon durch regelmäßige Standproben Genüge getan.

Der Zustand von Tanks kann in der heutigen Zeit, z.B. durch den TÜV, mittels fortschrittlicher Prüfmethode(n) (Ultraschallprüfung, Schallemissionsanalyse, Wirbelstromverfahren etc.) sehr zuverlässig, ohne Innenbesichtigung und damit praktisch ohne Betriebsunterbrechung, festgestellt werden.

Daher ist eine Öffnung und Reinigung von Tanks heutzutage nur mehr nötig, wenn die Tanks von innen repariert, oder wenn Schlammablagerungen aus den Tanks entfernt werden müssen. Die Instandhaltungsmaßnahmen orientieren sich somit am tatsächlichen Zustand des Tanks.

Wenn ein Tank von innen her saniert werden muss, dann können, mithilfe der vorangegangenen Überprüfung, der Kostenrahmen und der Zeitrahmen abgeschätzt werden. In diesem Falle, empfiehlt es sich, auch den zu entfernenden Schlamm hinsichtlich Quantität und Qualität zu untersuchen, um den Entsorgungs- bzw. Verwertungsweg schon im Vorhinein festlegen zu können.

## 5.1 Theoretischer Teil: Tankintegrität

Der theoretische Teil beginnt mit dem Kapitel „**Allgemeines zu Tanks in der Rohölproduktion**“, es werden darin verschiedenste Bauformen, von Tanks, dargestellt und Funktionsweisen erklärt.

Das Abschnittl „**Rechtlicher Rahmen der Ölnakinstandhaltung**“ beschäftigt sich mit der gesetzeskonformen Art und Weise der Errichtung, des Betriebs und der Instandhaltung, von Öltanks. Die relevantesten Gesetze und Verordnungen dazu sind das MinroG, die BB – V und die VEXAT.

„**Anlageninstandhaltung**“ ist jener Punkt, welcher verschiedene Konzepte zur Instandhaltung vorstellt und hinsichtlich der Tauglichkeit für Öltanks bewertet. Außerdem werden Möglichkeiten zur Beurteilung von, sich im Betrieb befindlichen, Öltanks gezeigt.

Unter „**Gründe für die Reinigung von Rohölproduktionstanks**“ zeigt sich, dass hauptsächlich abgelagerte Schlämme und Korrosionen, als Gründe zur Reinigung, praktisch von Bedeutung sind.

Bei der „**Verwertung bzw. Entsorgung der Öldämpfe**“ werden fortschrittliche Verfahren zur Verbrennung von, bei der Tankreinigung entweichenden, Öldämpfen vorgestellt.

Im Abschnitt „**Verwertung bzw. Entsorgung der Ölschlämmen**“ wird der Entsorgungsweg von Ölschlämmen aufgezeigt und mit einer, unter Umständen rentablen, Aufbereitung verglichen.

Der Punkt „**Erfahrungen aus durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen**“ beschreibt eine, kürzlich durchgeführte, Öltankreinigung, -Sanierung bzw. –Erneuerung. Der Abschnitt „**Investitionstätigkeiten**“ beschäftigt sich mit der groben Kostenabschätzung für Bau- aber auch Instandhaltungstätigkeiten. Außerdem werden betriebsinterne Richtlinien, der RAG, betreffend Investitionen, vorgestellt.

## 5.2 Praktischer Teil: Anwendung an einen 1.000 m<sup>3</sup> Tank

Das, im theoretischen Teil, erarbeitete Wissen wurde im praktischen Teil, zur Planung der Instandhaltung eines 1.000 m<sup>3</sup> Settlingtanks, umgesetzt.

Eingangs wird die „**Zentralstation Ried / Innkreis**“, wo der betreffende Tank steht, beschrieben.

Es folgt die Beschreibung der „**Bauform des Settlingtanks ( 1.000 m<sup>3</sup> )**“, sowie eine Ausführung über „**GSU – Schutzmaßnahmen**“ auf der Zentralstation Ried, sowohl für den Normalbetrieb, als auch während Instandhaltungsmaßnahmen.

Der „**Zustand des Settlingtanks ( 1.000 m<sup>3</sup> )**“ wird anhand von vergangenen TÜV - Überprüfungen abzuschätzen versucht.

Unter „**Planung der Instandhaltungsmaßnahmen**“ werden praktische Hinweise und Kostenabschätzungen für die erforderlichen Instandhaltungsmaßnahmen angeführt.

## 6 Verzeichnisse

### 6.1 Literaturverzeichnis

- [1] Internetseite der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft. URL: <http://www.rohoel.at>, in der Fassung vom 13. Juli 2008.
- [2] Kepplinger, W.: Skriptum zur Vorlesung „Mechanische Verfahrenstechnik“, Leoben: Montanuniversität Leoben, Institut für Verfahrenstechnik, 2005/2006.
- [3] Stürmer, H. (Fa. RAG, MCM): Gesprächsprotokoll zum Thema: „Die Zentralstation Voitsdorf“, 09. Mai 2008.
- [4] Dietachmayr, K. (Pensionist, ehemals Fa. RAG, MCM); Stürmer, H. (Fa. RAG, MCM): Gesprächsprotokoll zum Thema: „Die Zentralstation Voitsdorf“, 06. Juni 2008.
- [5] Archiv der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft: Fotos aus der Zentralstation Voitsdorf.
- [6] BGBl. Nr. 38/1999. Bundesgesetz vom 19. Jänner 1999 über mineralische Rohstoffe (Mineralrohstoffgesetz – MinroG) i.d.g.F.
- [7] BGBl. Nr. 367/2005. Verordnung vom 10. November 2005 über die beim Bohrlochbergbau durchzuführenden Maßnahmen (Bohrlochbergbau – Verordnung – BB – V) i.d.g.F.
- [8] voestalpine Stahl GmbH: Prüfbericht der Umwelt- und Betriebsanalytik Erdgasanalyse Danreiter; Bericht vom 07. Mai 2008.
- [9] Kepplinger, W.: Skriptum zur Vorlesung: „Anlagentechnik II“, Leoben: Montanuniversität Leoben, Institut für Verfahrenstechnik, 2007/2008.
- [10] BGBl. Nr. 309/2004. Verordnung vom 26. Juli 2004 über Explosionsfähige Atmosphären (VEXAT) i.d.g.F.
- [11] BGBl. Nr. 240/1991. Verordnung vom 14. Mai 1991 über Lagerung und Abfüllung brennbarer Flüssigkeiten (Verordnung über brennbare Flüssigkeiten – VbF) i.d.g.F.
- [12] BGBl. Nr. 215/1959. Wasserrechtsgesetz 1959 vom 01. November 1959 (Wasserrechtsgesetz – WRG) i.d.g.F.
- [13] Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA – Luft) vom 24. Juli 2002.

- [14] Internetseite des Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: URL: [http://www.bmwa.gv.at/BMWA/Schwerpunkte/Unternehmen/Gewerbe/Gewerbetechnik/bat\\_dokumente.htm](http://www.bmwa.gv.at/BMWA/Schwerpunkte/Unternehmen/Gewerbe/Gewerbetechnik/bat_dokumente.htm), in der Fassung vom 06. August 2008.
- [15] List, W.: Unterlagen zur Vorlesung: „Umweltrecht (Umweltanlagenrecht)“, Leoben: Montanuniversität Leoben, Institut für Nachhaltige Abfallwirtschaft und Entsorgungstechnik, 2006/2007.
- [16] BGBl. Nr. 450/1994. Bundesgesetz vom 17. Juni 1994 über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Arbeit (Arbeitnehmer/innenschutzgesetz – AschG) i.d.g.F.
- [17] BGBl. Nr. 37/1999. Bundesgesetz vom 15. Jänner 1999 über die Koordination bei Bauarbeiten (Bauarbeitenkoordinationsgesetz – BauKG) i.d.g.F.
- [18] BGBl. Nr. 102/2002. Bundesgesetz vom 16. Juli 2002 über eine nachhaltige Abfallwirtschaft (Abfallwirtschaftsgesetz – AWG) i.d.g.F.
- [19] BGBl. Nr. 39/2008. Verordnung vom 30. Jänner 2008 über Deponien (Deponieverordnung) i.d.g.F.
- [20] Miglitsch, H.: Skriptum zur Vorlesung: „Betriebstechnik und Instandhaltung“, Leoben: Montanuniversität Leoben, Institut für Verfahrenstechnik, 2007/2008.
- [21] Steeb, S. et. al.: Zerstörungsfreie Werkstück- und Werkstoffprüfung. 2. Auflage, Ehningen bei Böblingen: Expert Verlag, 1993. – ISBN 3-8169-0964-7.
- [22] Blumenauer, H. et. al.: Werkstoffprüfung. 6. Auflage, Stuttgart: Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1994. – ISBN 3-342-00547-5.
- [23] Arras, M. (TÜV Süd): „Die Anwendung der Schallemissionsanalyse als integrales Prüfverfahren“, 2.anlagen.forum – TÜV Süd, 04. Juni 2008.
- [24] Exenberger, P. (TÜV Austria): Gesprächsprotokoll zum Thema: „Gesetzeskonformer Betrieb von Öltanks“, 22.Juli.2008.
- [25] Lackner, G. (TÜV Austria): Gesprächsprotokoll zum Thema: „SEA und weitere Prüfverfahren für Öltanks“, 20. August 2008.
- [26] Szalata, P. (TÜV Süd): Gesprächsprotokoll zum Thema: „Fortschrittliche Prüfverfahren für Öltanks“, 14. Oktober 2008.
- [27] Fa. Cegelec Anlagen- und Automatisierungstechnik GmbH & Co. KG: „Innovative Untersuchungsmethoden für Tankböden“, Maintain - Messe der industriellen Instandhaltung, 14. – 16. Oktober 2008.

- [28] Gurtner, H. (Fa. RAG, POGM): Gesprächsprotokoll zum Thema: „Die Zentralstation Ried“, 28. Juli 2008.
- [29] Internetseite der Fa. Uwitec – Niederreiter Richard. URL: <http://www.uwitec.at/html/corer.html>, in der Fassung vom 25. September 2008.
- [30] Gschwentner, M. (Fa. RAG, MCM): Gesprächsprotokoll zum Thema: „Schlammablagerungen in Produktionstanks und Instandhaltung von Produktionstanks“, 19. August 2008.
- [31] Kepplinger, W.: Skriptum zur Vorlesung: „Verfahrensentwicklung und –Optimierung“, Leoben: Montanuniversität Leoben, Institut für Verfahrenstechnik, 2006/2007.
- [32] Kepplinger, W.: Skriptum zur Vorlesung: „Industriewasserversorgung“, Leoben: Montanuniversität Leoben, Institut für Verfahrenstechnik, 2006/2007.
- [33] Internetseite von Carl Wassermann (Karlsruhe, Deutschland): URL: <http://www.schwefelwasserstoff.com>, in der Fassung vom 26. August 2008.
- [34] Tenzer, N. (unabhängiger Sachverständiger): „Kathodischer Korrosionsschutz von Pipelines“, Pipeline-Seminar Wilgersdorf, TÜV Rheinland Group, 13. – 17. März 2006.
- [35] Kepplinger, W.; Read M.: „Emissionsfreie Mineralöltankreinigung mit stofflichem und energetischem Recycling“, Leoben: Montanuniversität Leoben, Institut für Verfahrenstechnik, Bericht vom 09. Juli 2006.
- [36] Kepplinger, W.: „Fackelsystem zur Verbrennung von Gasen aus Tanks“. Leoben: Montanuniversität Leoben, Institut für Verfahrenstechnik.
- [37] TÜV Süddeutschland Bau und Betrieb GmbH: Freigabe zur Inbetriebnahme einer Fackel mit der abgesaugte Kohlenwasserstoffe verbrannt werden; Bericht vom 26. Juni 2003.
- [38] Kepplinger, W.: „Emissionsfreie Reinigung von Großöltanks“, Vortrag – TÜV-Akademie Süd, 05. November 2003.
- [39] European Commission: Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) – Best Available Techniques Reference Documents (BREFs) for Mineral and Gas Refiners, February 2003.
- [40] TÜV Süd Industrie Service GmbH: Bericht über Begleitmessungen bei der Reinigung des Rohöltanks 35 im Tanklager der DEA; Bericht vom 21. August 2005.
- [41] TÜV Süd Industrie Service GmbH: Bericht über Begleitmessungen bei der Reinigung des Rohöltanks 2 Deutschen Transalpine Ölleitung GmbH; Bericht vom 05. September 2006.

- [42] European Comission: Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) – Best Available Techniques Reference Documents (BREFs) on Emissions from Storage, July 2006.
- [43] Winter, B.: „Erarbeitung einer Entsorgungskonzeption für Ölschlämme“, Wilhelmshaven: FH Oldenburg/Ostfriesland/Wilhelmshaven, Fachbereich Ingenieurwissenschaften, 27. Oktober 2006.
- [44] Olbrich, T. (Fa. Abfallverwertungs- und Rohstoffgewinnungs- GmbH): Telefonprotokoll zum Thema „Ölschlammmentsorgung“, 08. August 2008.
- [45] Nahold M. (Fa. G.U.T. Gruppe Umwelt + Technik GmbH): E-Mail zum Thema: „Entsorgung von Ölschlamm“, 10. Oktober 2008.
- [46] Stadler, G. (Fa. RAG, GS): „Projekt Tankrevision Reinöl- und Settlingtank Kremsmünster“, Dokumentation, 20. September 2005.
- [47] Görtler Analytical Services: Bericht über die Untersuchung einer Feststoffprobe; Bericht vom 14. Juni 2005.
- [48] Kronsteiner, E. (Fa. RAG, DSS): „Strahlenschutzmessung Bereich Krift, Tank 1 und Tank 2“, Bericht vom 30. November 2006.
- [49] Internetseite des Niederösterreichischen Zivilschutzverbandes: URL: [http://www.noezsv.at/frame/wissen\\_hilft/radiaktivitaet/frame.htm](http://www.noezsv.at/frame/wissen_hilft/radiaktivitaet/frame.htm), in der Fassung vom 14. Juli 2008.
- [50] TÜV Austria: Bericht über die Ultraschallprüfung des Tank 2 der Fa. RAG in Krift; Bericht vom 22. Dezember 2006.
- [51] Gschwentner, M. (Fa. RAG, MCM): Beschichtung mit Corropipe am Beispiel der 2.000 m<sup>3</sup> Tanks – ZV, Präsentation, 04. Juni 2008.
- [52] Labor für Exploration und Produktion der OMV: Bericht über die Untersuchung der Rabmer – Corropipe Beschichtung; Bericht vom 06.10.2006.
- [53] Oberndorfer, W. (Fa. Gebrüder Gratz GmbH): Telefonprotokoll zum Thema: „Schrottentsorgung“, 28. Juli 2008.
- [54] Sonnleitner, K. (Fa. RAG, P): Generelle Richtlinien der RAG: „Planung, Errichtung und Inbetriebnahme von Erdgas-, Rohöl- und Lagerstättenwasserleitungen sowie für Sonden und andere Bergbauanlagen“, 18. Dezember 2007.
- [55] Kepplinger, W.: Skriptum zur Vorlesung: „Anlagentechnik I“, Leoben: Montanuniversität Leoben, Institut für Verfahrenstechnik, 2006/2007.

- [56] RAG – Arbeitsanweisung: „Serie: Einkauf, RAG – Beschaffungsrichtlinien“, Stand: 01. Jänner 2005.
- [57] Archiv der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft: Fotos aus der Zentralstation Ried.
- [58] Gschwentner, M. (Fa. RAG, MCM): Tanksanierung RZ 2008, Aktennotiz, 03. Juli 2008.
- [59] Internetseite von BW Technologies Europe: URL: <http://www.gasmonitors.com>, in der Fassung vom 07. August 2008.
- [60] Internetseite des Arbeitskreises SCC der Wirtschaftskammer Österreich: URL: <http://www.scc-austria.at>, in der Fassung vom 07. Oktober 2008.
- [61] BGBl.Nr. 2/1984. Verordnung vom 3. November 1983 über Einrichtungen in den Betrieben für die Durchführung des Arbeitnehmerschutzes i.d.g.F.
- [62] Explosionsschutzdokument der Fa. RAG – Standort Ried Zentralstation, Stand: 01. September 2008.
- [63] Feuerlösch- und Brandschutzplan der Fa. RAG – Standort Ried Zentralstation, Stand: 01. September 2008.
- [64] Gschwentner, M. (Fa. RAG, MCM): Sicherheits- und Gesundheitsschutzplan zum Projekt V307 Tankreinigung 2.000 m<sup>3</sup>, 02. November 2006.
- [65] TÜV Austria: Bericht über den Rohöllagertank T2 Fabriknummer 1452 der Fa. RAG, Bericht vom 24. Jänner 1997.
- [66] TÜV Austria: Bericht über die Schallemissionsprüfung an einem Flachbodenlagertank, Bericht vom 15. September 2005.
- [67] Prandtstetter, F. (Fa. RAG, IT): E-Mail zum Thema „Gasförmige Tankemissionen – Zentralstation Ried“, 11. September 2008.
- [68] Fa. Abfallverwertungs- und Rohstoffgewinnungs- GmbH: Analysen von Paraffin – Wasser – Rohölgemischen; Berichte vom 28 November 2006 bis 14. Dezember 2006.
- [69] Internetseite des Stadt Wien: URL: <http://www.wien.gv.at/umwelt/klimaschutz/lexikon.htm#g>, in der Fassung vom 10. September 2008.
- [70] G.U.T. Gruppe Umwelt + Technik GmbH: Unverbindliche Kalkulation für Probennahme und Untersuchung von Ölschlamm, Kalkulation vom 13. Oktober 2008.
- [71] Johann Rohrer GmbH: Angebot Nr. 058/3/08 ScM, vom 15. Oktober 2008.

- [72] Fa. Kremsmüller Industrieanlagenbau KG: Angebot Nr. 444429W, vom 16. Oktober 2008.

## 6.2 Abkürzungsverzeichnis



### A

---

A	Ampere
AG	Aktiengesellschaft
a	Jahr



### B

---

BREF	Best Available Technique Reference Document
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise



### C

---

C	Coulomb
CH <sub>4</sub>	Methan
Cl <sup>-</sup>	Chlorid-Ion
C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	höherer Kohlenwasserstoff
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Carbonat-Anionen
c	Konzentration
cm	Zentimeter



### D

---

d	Tag
d.h.	das heißt



### E

---

Ex	Explosion
EU	Europäische Union
e <sup>-</sup>	Elektron
et. al.	Et alii
etc.	Et cetera
€	Euro

**F**


---

F	Faradaykonstante
Fa.	Firma
Fe	Eisen
Fe <sup>2+</sup>	Zwertiges Eisenion

**G**


---

G	Giga
Glg.	Gleichung
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GSU	Gesundheit, Sicherheit und Umweltschutz
g	Gramm
°C	Grad Celsius

**H**


---

H <sup>+</sup>	Proton
HCl	Salzsäure
Hz	Hertz
HS <sup>-</sup>	Hydrosulfid
H <sub>2</sub> O	Wasser
H <sub>3</sub> O <sup>+</sup>	Hydronium-Ion
H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff
h	Stunde

**I**


---

I	Strom
---	-------

**J**


---

J	Joule
---	-------

**K**


---

K	Kelvin
KW	Kohlenwasserstoff
kg	Kilogramm
kg TS	Kilogramm Trockensubstanz
km <sup>2</sup>	Quadratkilometer



**L**


---

LKW	Lastkraftwagen
l	Liter
lt.	laut

**M**


---

M	Mega
MAK	maximale Arbeitsplatzkonzentration
Ma-%	Massenprozent
$M_{\text{CH}_4}$	Molekularmasse Methan
Mio.	Million
MJ	Megajoule
$M_{\text{Me}}$	Molekularmasse eines Metalls
MVA	Müllverbrennungsanlage
m	Meter
mg	Milligramm
mm	Millimeter
mol	Mol
$\text{m}^2$	Quadratmeter
$\text{m}^3$	Kubikmeter
$\mu$	Micro

**N**


---

N	Newton
$\text{Na}^+$	Natrium-Ion
NaCl	Kochsalz
NaOH	Natrium-Hydroxid
$\text{Nm}^3$	Normkubikmeter
$\text{NO}_x$	Stickoxid
n	Stoffmenge

**O**


---

OEG	obere Explosionsgrenze
$\text{OH}^-$	Hydroxid-Ion
$\text{O}_2$	Sauerstoff

**P**


---

p	Druck
ppm	parts per million
§	Paragraph
§§	Paragrafen
%	Prozent
% TS	Prozent Trockensubstanz

**Q**


---

Q	Volumenstrom
---	--------------

**R**


---

R	allgemeine Gaskonstante
RAG	Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft

**S**


---

SCC	Sicherheits Zertifikat Contractoren
SEA	Schallemissionsanalyse
SiGePlan	Sicherheits- und Gesundheitsschutzplan
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
Sv	Sievert
S <sup>2+</sup>	Schwefel-Ion
s	Sekunde

**T**


---

T	Temperatur
TA	technische Anleitung
TOC	Total Organic Carbon
TS	Trockensubstanz
TÜV	Technischer Überwachungsverein
t	Zeit
to	Tonne

**U**


---

UEG	untere Explosionsgrenze
u.a.	unter anderem
usw.	und so weiter

**V**

---

V	Volumen
$V_m$	molares Gasvolumen
Vol-%	Volumsprozent
vs.	versus

**W**

---

W	Watt
WRG	Wasserrechtsgesetz

**Y**

---

y	Volumenbruch
---	--------------

**Z**

---

z.B.	zum Beispiel
$Z_{Me}$	Oxidationszahl des Metalls
“	Zoll

## 6.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Einteilung der Gefahrenklassen [2].....	23
Tabelle 2	Erforderliche Schutzstreifenbreite [2].....	23
Tabelle 3	Definition von Ex – Zonen [9], [10].....	35
Tabelle 4	Schutzmaßnahmen in Abhängigkeit der Zoneneinteilung [10].....	36
Tabelle 5	Schutzgrade und Gerätekategorien [9], [10] .....	37
Tabelle 6	Zündschutzarten [9] .....	38
Tabelle 7	Klassifizierung nach einer SEA [25].....	55
Tabelle 8	Vergleich möglicher Emissionen von Festdachtanks [42].....	76
Tabelle 9	Vergleich möglicher Emissionen von Schwimmdachtanks [42].....	76
Tabelle 10	Brennwertzuschläge [44].....	80
Tabelle 11	Gemessene Äquivalenzdosen [48].....	85
Tabelle 12	Auswirkungen radioaktiver Äquivalenzdosen [49].....	85
Tabelle 13	Vorgangsweisen bei der Angebotseinholung [56].....	94
Tabelle 14	Schwellenwerte für EU – Ausschreibungen [56].....	94
Tabelle 15	Input der Zentralstation Ried [58] .....	96
Tabelle 16	Zündgefahrenbewertung - Settlingtanks - Zentralstation Ried [62] .....	104
Tabelle 17	Geräteanforderung – Settlingtank - Zentralstation Ried [62].....	105
Tabelle 18	SiGe Plan – Baustellenumfeld [64].....	110
Tabelle 19	SiGe Plan – Baustelleneinrichtung [64] .....	110
Tabelle 20	SiGe Plan – Bauzeitplan [64].....	111
Tabelle 21	SiGe Plan – Unterschriftenliste [64].....	112
Tabelle 22	Ergebnisse der Wandstärkenmessung 1996 [65] .....	113
Tabelle 23	Ergebnisse der Gasanalyse [8] .....	117
Tabelle 24	Gasförmige KW - Emissionen durch die Tankreinigung.....	118
Tabelle 25	Analysen entsorgter Ölschlämme [68].....	120
Tabelle 26	Kostenaufstellung für die geplanten Instandhaltungsmaßnahmen.....	123

## 6.4 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Eigentümer der RAG [1] .....	5
Abbildung 2	Konzessionsgebiete und Erlaubnisfelder der RAG [1].....	6
Abbildung 3	60.000 m <sup>3</sup> Lagertanks in Kremsmünster, Oberösterreich [1] .....	7
Abbildung 4	Funktionsweise der Produktionstanks einer Zentralstation [3], [4].....	13
Abbildung 5	Innenansicht des Settlingtanks Voitsdorf [5] .....	15
Abbildung 6	Ölentnahmevorrichtung [5].....	16
Abbildung 7	Schema der Rohölentwässerung [3], [4] .....	17
Abbildung 8	Kegeldach und Kalottendach [2] .....	18
Abbildung 9	Mittelstütze und Mehrfachunterstützung [2] .....	18
Abbildung 10	Schwimmdachtanks [2].....	19
Abbildung 11	Schwimmdeckeltank [2] .....	19
Abbildung 12	Flachboden [2].....	20
Abbildung 13	Schrägboden [2] .....	20
Abbildung 14	Außenablaufkegelboden [2] .....	21
Abbildung 15	Mittelablaufkegelboden [2] .....	21
Abbildung 16	Mittelablaufkegelboden mit Sumpf [2] .....	21
Abbildung 17	Externer Wärmetauscher [2] .....	22
Abbildung 18	Interner Wärmetauscher [2] .....	22
Abbildung 19	Auffangwanne um einen Festdachtank [2] .....	24
Abbildung 20	Schutzzyylinder um einen Schwimmdachtank [2] .....	24
Abbildung 21	Obere und untere Explosionsgrenze [9].....	31
Abbildung 22	Voraussetzungen für den Explosionseintritt [9] .....	31
Abbildung 23	Warn- und Verbotsschilder in Ex - Zonen [9].....	35
Abbildung 24	Zustand einer Anlage in Abhängigkeit der Betriebszeit [20] .....	47
Abbildung 25	Ausfallsrate einer Anlage in Abhängigkeit der Betriebszeit [20] .....	48
Abbildung 26	Einsatz eines Prüf – U - Bootes [27] .....	56
Abbildung 27	Peilung der Schlammhöhe [28] .....	57
Abbildung 28	Probennahmeapparatur „Corer“ [29].....	58
Abbildung 29	Phasen in einem Settlingtank [30].....	61

Abbildung 30	Low – NO <sub>x</sub> - Fackel im Betrieb [35] .....	70
Abbildung 31	Ohne Nutzung der Verbrennungswärme und des Rauchgases [35].....	71
Abbildung 32	Nutzung der Verbrennungswärme, ohne Nutzung des Rauchgases [38] .....	72
Abbildung 33	Nutzung der Verbrennungswärme und des Rauchgases [35] .....	74
Abbildung 34	Berechnung der Wertigkeit gasförmiger Emissionen [42].....	75
Abbildung 35	Dekanter zur Fest – Flüssig - Trennung [2].....	78
Abbildung 36	Die Zentralstation Voitsdorf vor den Instandhaltungsmaßnahmen [5] .....	81
Abbildung 37	Dampfpflanzen und Schlammabsaugung beim Settlingtank [5] .....	84
Abbildung 38	Mobiler Rührbehälter zur Ölschlammverflüssigung [5] .....	84
Abbildung 39	TÜV - Inspektion des Reinöltanks [5].....	86
Abbildung 40	Demontage des Settlingtanks [5] .....	88
Abbildung 41	Abtransport von Schrottteilen [5].....	89
Abbildung 42	Die Zentralstation Voitsdorf nach den Instandhaltungsmaßnahmen [5] .....	89
Abbildung 43	Degressionsfunktion mit $d=0,6$ [55].....	92
Abbildung 44	Ansicht der Zentralstation Ried [57] .....	95
Abbildung 45	Reinigung der Klärbeckens [57].....	96
Abbildung 46	Separator und Wärmetauscher [57] .....	97
Abbildung 47	Bahnverladestation [57].....	98
Abbildung 48	Innenansicht des 1.000 m <sup>3</sup> Tanks [57] .....	99
Abbildung 49	GasAlertMicro [59].....	100
Abbildung 50	Ausschnitt des Ex - Zonenplanes der Zentralstation Ried [62] .....	103
Abbildung 51	Brandschutzplan der Zentralstation Ried [63] .....	107
Abbildung 52	Feuerlöscheinrichtung an einem Tank [57] .....	108
Abbildung 53	SEA - Empfänger an der Tankwand [57].....	114
Abbildung 54	Übersicht der Quellenortung durch SEA [66] .....	114

## 6.5 Gleichungsverzeichnis

Glg. (1)	Dissoziation von $\text{H}_2\text{O}$ .....	62
Glg. (2)	Dissoziation von $\text{NaCl}$ in $\text{H}_2\text{O}$ .....	62
Glg. (3)	Entstehung des $\text{H}_3\text{O}^+$ aus $\text{HCl}$ .....	62
Glg. (4)	Entstehung des $\text{OH}^-$ aus $\text{NaOH}$ .....	63
Glg. (5)	Entstehung des $\text{H}_3\text{O}^+$ aus $\text{H}_2\text{S}$ .....	63
Glg. (6)	Entstehung von $\text{H}^+$ und $\text{CO}_3^{2-}$ aus $\text{CO}_2$ .....	63
Glg. (7)	Protonenkonzentration .....	63
Glg. (8)	Wasserstoffkorrosion .....	63
Glg. (9)	Sauerstoffkorrosion .....	63
Glg. (10)	Faradaysches Gesetz .....	65
Glg. (11)	KW - Verbrennung .....	68
Glg. (12)	Kostendegression .....	91
Glg. (13)	Indexanpassung .....	93

# Anhang





### Schallemissionsprüfung an Flachbodenlagertanks

TÜV Österreich - Institut für Technische Physik  
 Deutschstraße 10 - 1230 Wien - Österreich  
 Tel. ++43/1/61091-6631 - Fax ++43/1/61091-6555  
 E-Mail tsc@tuev.or.at – Internet http://www.tuev.at



## FRAGEBOGEN

Alle Angaben werden vertraulich behandelt

### AUFTRAGGEBER

Firma:	Kontaktperson:
Adresse:	Telefon (Fax):
	E-Mail:

### TANK

Bezeichnung:	Betreiber, Aufstellungsort:		
Hersteller:	Baujahr:	Fabriks-Nr.:	
Volumen:	Wandhöhe:	Durchmesser:	<input type="checkbox"/> Thermische Isolierung
Lagerprodukt:	<input type="checkbox"/> Schwimmdach	<input type="checkbox"/> Festdach	
<input type="checkbox"/> Boden überlappend geschweißt <input type="checkbox"/> Boden stumpf geschweißt <input type="checkbox"/> genieteter Boden <input type="checkbox"/> Doppelboden			
Bodenblechdicke:	Bodenrandblechdicke:	Fundament:	<input type="checkbox"/> Sumpf
<input type="checkbox"/> Bodenbeschichtung, - Material, Dicke und Randhöhe:			
<input type="checkbox"/> Rührwerke	<input type="checkbox"/> Heizung, Höhe:	<input type="checkbox"/> kathodischer Korrosionsschutz	<input type="checkbox"/> Opferanoden
<input type="checkbox"/> Andere Einbauten:			
<input type="checkbox"/> Speziell zu beachtende Bereiche:			
Letzte Innenuntersuchung, Datum und Ergebnis:			
Bodenreparatur, Arbeiten:			

### AE TEST

Wunschtermin:	Prüfumfang: <input type="checkbox"/> Leckage <input type="checkbox"/> Korrosion	Verdacht auf: <input type="checkbox"/> Leckage <input type="checkbox"/> Korrosion
Medium zum Prüfzeitpunkt, Dichte und Viskosität:		
Temperatur:	Füllhöhe:	<input type="checkbox"/> Ablagerung, Höhe: <input type="checkbox"/> Wasservorlage, Höhe:
<b>BITTE BEACHTEN SIE FOLGENDE INFORMATION:</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zur Leckageprüfung muß der Tank vollgefüllt sein. Eine Korrosionsprüfung kann auch bei niedrigerem Füllstand durchgeführt werden.</li> <li>• Der Tank muß 24 h vor der Prüfung außer Betrieb gehen (Schieber schließen, Heizung und Rührwerke abstellen, keine Zirkulation).</li> <li>• Ein Parkplatz und Elektroanschluß (230 V, 10 A) für den Prüfbus im Abstand von maximal 50 m zum Tank ist erforderlich.</li> <li>• Tankzeichnungen (Boden, Inneneinbauten, Mantelstützen, Dachkonstruktion) sind zur Auswertung der Prüfung notwendig.</li> <li>• Das Prüfteam muß ungehinderten Zugang zur Tankwand haben. Das Betreten des Tankdaches ist erforderlich.</li> <li>• Im Fall einer thermischen Isolierung muß an jeder Sensorposition die Tankwand im Ausmaß von (10 x 10 cm<sup>2</sup>) freigelegt werden.</li> </ul>		

330/BR/WER



**Bericht über den  
Rohöllagertank T 2 Fabriknummer 1452  
Fa.RAG, Ried**

Hersteller:	Fa. Rumpel, Wels
Fabriknummer:	1452
Baujahr:	1960
Durchmesser:	11,0 m
Höhe:	11,0 m
Max. Füllhöhe:	10,5 m
Stahlblech:	ST 37 T
Inhalt:	1 000m <sup>3</sup>
Letzte Reparatur/Revision:	31.03.1981

Geschäftsbereich  
Druckgeräte

Kesselprüfstelle für  
Druckgeräte

Geschäftsstelle Linz  
A-4020 Linz  
Grillparzerstraße 32  
Telefon:  
+43 732 / 65 55 58  
Fax: DW 20  
eMail:linz@tuev.or.at

Ansprechpartner:  
DI Christian BRAUN  
DW 21  
eMail: br@tuev.or.at

**Durchgeführte Überprüfungen:**

14.08.1996

**Innenbesichtigung:**

Die Montagenähte sind zu verschleifen und die Löcher auszuschweißen und mit Korrosionsschutz zu versehen.

**Wanddickenmessung:**

durchgeführt durch TÜV Österreich Geschäftsstelle Wels  
siehe Protokoll Nr. WE 96 Z 0643 DAV Seite 1 bis 3.

03.09.1996

**Rißprüfung:**

Nach Einschweißung von 1 Stk. 2" Muffe, 1 Stk. 3" Flanschstutzen und 1 Stk. 4" Flanschstutzen wurde eine Rißprüfung durch den TÜV Österreich Geschäftsstelle Wels durchgeführt.  
Siehe Rißprüfprotokoll Nr. WE 96 Z 0706 DAV vom 03.09.1996.

Das Heizregister wurde mit 9,0 bar durch den Betreiber überprüft, sowie alle zu und abführenden Leitungen. Sämtliche Armaturen wurden auf Dichtheit und Funktionsfähigkeit überprüft. Montagenähte wurden verschliffen und Vertiefungen ausgeschweißt und mit Korrosionsschutz versehen. Weiters wurde ein Einlaufrohr (prov. Verteiler) montiert und beschichtet.

**Standdruckprüfung:**

19. bis 20.09.1996

Füllhöhe: 830 mm unter Mannlochflansch  
Es konnte keine Differenz festgestellt werden.

Linz am 24. Januar 1997

Technischer Überwachungsverein Österreich



RAG1.DOC  
Seite 1 von 2

Akkreditierte  
Prüfstelle,  
Überwachungsstelle,  
Zertifizierungsstelle;  
Kalibrierstelle

Notified Body 0408

Vereinsitz und  
Geschäftsführung:  
A-1015 Wien  
Krugerstraße 16  
Tel.: +43 1/514 07-0  
Fax: DW 240  
eMail:office@tuev.or.at

Geschäftsstellen in  
Dornbirn, Eisenstadt,  
Graz, Innsbruck,  
Klagenfurt, Linz,  
Salzburg, Wels und  
Wien

Tochtergesellschaften  
in Athen, Budapest,  
München und Wien

Bankverbindungen:  
CA 0066-28978/00  
BA 220-101-949/00  
PSK 7072.756

DVR 0047 333  
UID ATU 37086005



Geschäftsbereich  
Werkstoff- und  
Schweißtechnik

Institut für Technische  
Physik

Prüfzentrum Wien  
A-1230 Wien  
Deutschstraße 10  
Telefon:  
+43(1)610 91  
Fax: DW 6635  
pzw@tuev.or.at

Ansprechpartner:  
Dipl.Ing. Peter  
TSCHELIESNIG  
DW 6630  
tsc@tuev.or.at

## GUTACHTEN TPH 0691

einer Schallemissionsprüfung (AT) an einem Flachbodenlagertank

### Prüfgegenstand:

Tankbezeichnung	T2
Betreiber	Rohöl-Aufsuchungs AG
Aufstellungsort	Ried im Innkreis
Hersteller	G. Rumpel AG
Baujahr	1960
Fabriks-Nr.	1452
Inhalt [m <sup>3</sup> ]	1000
Wandhöhe [m]	11,0
Durchmesser [m]	11,0
Füllstand [m]	10,5

**Prüfauftrag:** Überprüfung des Bodenbleches hinsichtlich  
Korrosion und Leckage.

**Prüfdatum:** 15. Juli 2005

### Prüfdurchführung:

AE-Anlage: AMSY5 M16, Vallen-Systeme GmbH

AE-Sensoren: 12 x Sensor-Vorverstärker-Einheit (VS30-V + AEP4H-ISTB)

Schwelle: 30 dB<sub>AE</sub>

Medium: Rohöl auf Lagerstättenwasser

### Prüfergebnis: Bewertung des Tankbodens: Klasse II

Der Tank war zum Prüfzeitpunkt mit dem gegebenen Füllstand dicht. Aus Sicht der Schallemission ist eine Innenuntersuchung des Tankbodens nicht erforderlich. Eine weitere Betriebsperiode des Tanks für die Dauer von max. drei Jahren wird empfohlen.

Wien, am 15. September 2005

TÜV Österreich

Institut für Technische Physik

Institutsleiter

Prüfingenieur

Dipl.-Ing. Peter Tscheliesnig

Dipl.-Ing. Gerald Lackner

Auszugsweise Vervielfältigung nur mit Genehmigung des TÜV Österreich gestattet.

Akkreditierte  
Prüfstelle,  
Überwachungsstelle,  
Zertifizierungsstelle,  
Kalibrierstelle

Notified Body 0408

Vereinsitz und  
Geschäftsführung:  
A-1015 Wien  
Kruzerstraße 16  
Tel.: +43(1)514 07-0  
Fax: DW 6005  
office@tuev.or.at  
http://www.tuev.at

Geschäftsstellen in  
Dornbirn, Graz,  
Innsbruck, Klagenfurt,  
Lauterach, Linz,  
Mattersburg, Salzburg,  
St. Pölten, Wels und  
Wien

Tochtergesellschaften  
in Athen, Budapest,  
München, Prag,  
Teheran und Wien

Bankverbindungen:  
BA 0066-28978/00  
BA 220-101-949/00  
PSK 7072.756

DVR 0047 333  
UID ATU 37086005

2005-TPH/PZW-EX-411





## Checklist Tank cleaning

Customer: \_\_\_\_\_  
Address: \_\_\_\_\_  
Contact: \_\_\_\_\_  
Phone: \_\_\_\_\_  
Fax: \_\_\_\_\_

Tank data: \_\_\_\_\_  
Number: \_\_\_\_\_  
Diameter: \_\_\_\_\_  
Height: \_\_\_\_\_  
Product: \_\_\_\_\_  
Sludge amount: \_\_\_\_\_

Last date of cleaning: \_\_\_\_\_

floating roof tank: \_\_\_\_\_  fixed roof tank: \_\_\_\_\_

Number and size of manways at floating roof: \_\_\_\_\_

Location of the manways (sketch): \_\_\_\_\_



Job-site supply by the customer:

Electricity:

yes  No

Voltage: \_\_\_\_\_ V

Frequency: \_\_\_\_\_ HZ

Distance to tank: \_\_\_\_\_ meters

Water:

Pressure: \_\_\_\_\_ bar

Distance to tank: \_\_\_\_\_ meters

Steam:

Pressure: \_\_\_\_\_ bar

Temperature: \_\_\_\_\_ degree Celsius

Distance to Tank: \_\_\_\_\_ meters

Sanitary and accommodation facilities:

yes  No

Loading and unloading equipment:

fork lift \_\_\_\_\_ tons

mobile crane \_\_\_\_\_ tons

Special remarks to the project:

