

# Ölleckagen an Gleitringdichtungen

## Zusammenspiel Maschinentechnik / Tribologie

Dipl.-Ing. **Heinrich Bär**, MAN Diesel & Turbo SE, Oberhausen

Chemotechniker **Lothar Lefort**, MAN Diesel & Turbo SE, Oberhausen

### Zusammenfassung

Etwa die Hälfte der Prozessgasschraubenkompressoren werden heutzutage mit ölgesperrten Gleitringdichtungen ausgerüstet. Toxische, explosive oder korrosive Prozessgase, lange Laufzeiten und ein zunehmend höherer Automatisierungsgrad stellen dabei besondere Herausforderungen an die Hersteller aber auch an die Betreiber der Kompressoranlagen.

Insbesondere das Erfordernis neben dem Kompressor selbst auch die Anlage, den Prozess sowie die Schmier- und Sperrölversorgung regelmäßig zu warten wird oftmals vernachlässigt. Deutlich verkürzte Standzeiten verbunden mit ungeplanten Stillständen und sogar Maschinenschäden sind oftmals die Folge.

Auf den speziellen Einzelfall abgestimmte Schadensuntersuchungen sind in den meisten Fällen dazu geeignet rechtzeitig die Ursachen zu benennen sowie die nötigen Gegenmaßnahmen einzuleiten.

An einem konkreten Fallbeispiel wird hier eine mögliche Vorgehensweise aufgezeigt.

### 1 Einleitung

Die ersten trockenlaufenden Schraubenkompressoren der heutigen MAN Diesel & Turbo SE wurden in den 50iger Jahren gebaut. Damals war das Einsatzfeld die Druckluftversorgung.

Bereits wenige Jahre später (1960) wurde die Palette erweitert und es kamen erste Anwendungen für weitere Prozessgase hinzu. Im Laufe der Jahre wurden die Anforderungen dann zunehmend vielschichtiger.

- Ø Ansaugtemperaturen bis weit unter 0°C
- Ø Endtemperaturen bis ca. 250°C
- Ø Mit Stäuben und Verschmutzungen erheblich belastete Prozessgase (z.B: Koksofengas, Butadien, Fackelgase, etc.)
- Ø Vakuum- sowie Hochdruckanwendungen
- Ø Kompression korrosiver, toxischer und / oder explosiver Gase
- Ø Offshoreapplikationen auf Ölförderplattformen und sogenannten FPSO's
- Ø Kompressoren mit Flüssigkeitseinspritzung (vornehmlich, aber nicht ausschließlich, Wasser) zur Kühlung oder Reinigung, um hier nur einige zu nennen.

Die ursprünglich in den 50iger Jahren entwickelten und auch heute noch eingesetzten Schraubenkompressoren wurden in der Regel mit Abdichtungen ausgerüstet, die über klassische Kohlerringe verfügten (siehe Bild 1 - Kohlerringabdichtung).

Die Abdichtungssysteme wurden schon frühzeitig, den oben erwähnten Anforderungsprofilen Rechnung tragend, um eine Reihe von Varianten ergänzt.

Prinzipiell unterscheiden wir zwischen trockenen und flüssigkeitsbeaufschlagten Abdichtungen. Die folgende Darstellung zeigt einen Überblick der heute verwendeten Dichtungen.

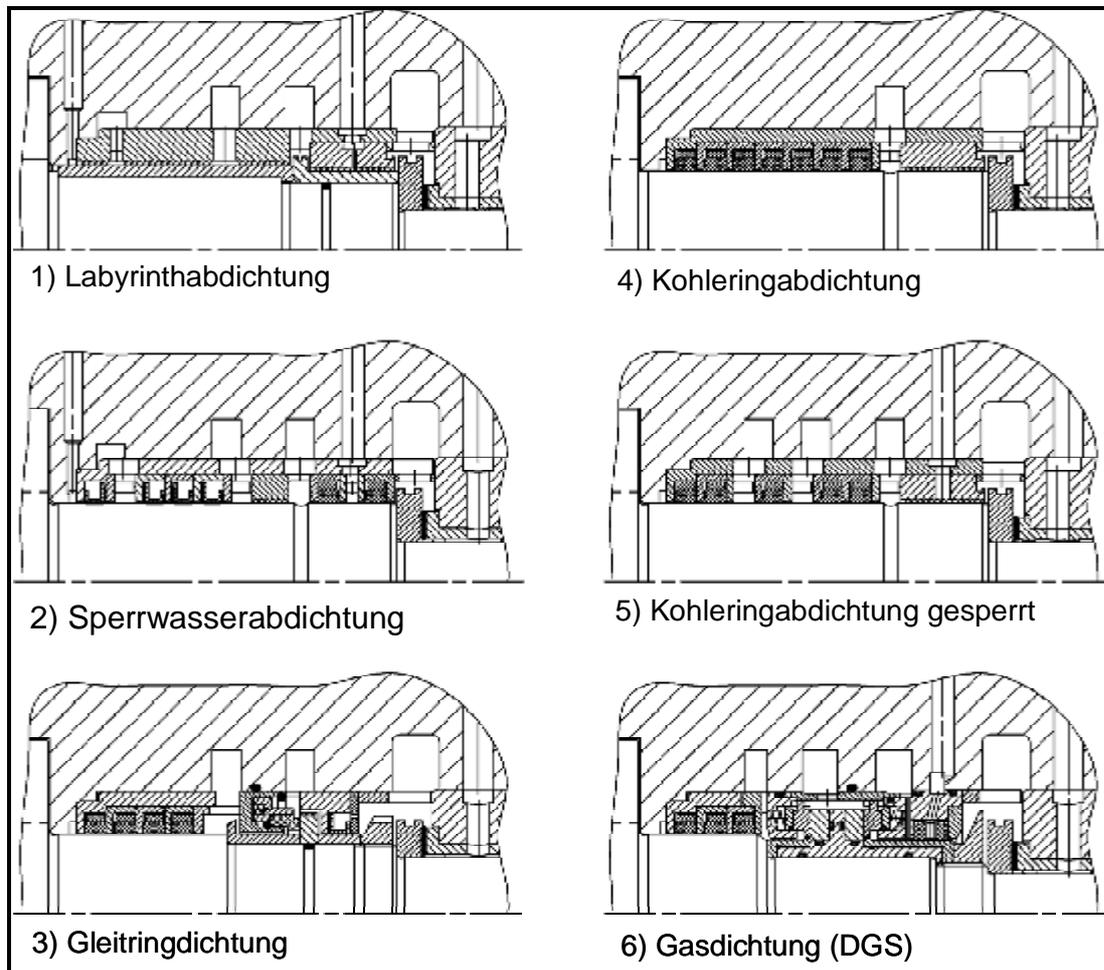


Bild 1: Übersicht Abdichtungssysteme<sup>1</sup>

Eine Auswertung der verwendeten Dichtungen seit Trennung der Baureihen in Luft- und Prozessgaskompressoren in den 80iger Jahren zeigt dabei folgende Häufigkeitsverteilung.

Labyrinthabdichtungen (1)	5 %
Sperrwasserabdichtungen (2)	12 %
Ölgesperrte Gleitringdichtungen (3)	49 %
Kohleringabdichtungen (4, 5)	23 %
Gasdichtungen (6)	11 %

Die Aufstellung verdeutlicht, dass fast die Hälfte der in den letzten ca. 30 Jahren gelieferten Kompressoren mit ölgesperrten Gleitringdichtungen ausgerüstet worden sind. Weitere 11% verfügen über die in den 90iger Jahren eingeführten Gasdichtungen, deren Funktionsweise ähnlich ist. Es wird jedoch als Sperrmedium Gas, meist Stickstoff, verwendet.

<sup>1</sup> 1-3 flüssigkeitsgesperrte Abdichtungen, 4-6 gasgesperrte Abdichtungen

Die ölgesperrten Gleitringdichtungen, wie auch die Gasdichtungen, kommen vorzugweise in Kompressoren zum Einsatz, bei denen hohe bis sehr hohe Anforderungen an die Funktion der Abdichtung gestellt werden.

Ein Austritt der häufig toxischen oder explosiven Prozessgase in die umgebende Atmosphäre muss sowohl während des Betriebes wie auch während des Stillstandes oder bei Ausfall des Sperrmediums wirkungsvoll verhindert werden. Auch eine Kontamination des Schmier- und Sperröls muss auf das technisch notwendige und unvermeidbare Minimum reduziert werden.

Ein weiterer Schwerpunkt der Betreiberinteressen von Prozessgasschraubenkompressoren betrifft die Serviceintervalle. Die API619 (/1/) als einer der weltweit geläufigen Standards für Schraubenkompressoren, legt fest, dass die Kompressoren für einen 3 jährigen ununterbrochenen Betrieb ausgelegt sein müssen. Darüber hinaus besteht jedoch vielfach der Wunsch der Betreiber die Betriebszeiten der Kompressoren auf 5 Jahre zu verlängern. Auch diese Vorgaben müssen bei der Auslegung der Dichtungen berücksichtigt werden.

## **2 Funktionsweise einer ölgesperrten Gleitringdichtung**

Bei einer ölgesperrten Gleitringdichtung (siehe Bild 2) handelt es sich streng genommen immer um eine Kombi-Dichtung, die aus prozessseitig angeordneten Kohleringen und einer zum Lager hin angeordneten Gleitringdichtung besteht.

Die Drosselung über die zum Prozess hin angeordneten Kohleringe (A) gewährleistet, dass eine möglichst geringe Menge des Prozessgases als Leckage verloren geht, bzw. zurückgeführt werden muss. Im Regelfall wird der Lecköl- / Leckgasanschluss über einen Ölabscheider geleitet und die den Abscheider passierende gasförmige Phase wird zurück zur Saugseite der jeweiligen Kompressorstufe oder Anlage geführt. Das abgeschiedene kontaminierte Lecköl muss in der Regel entsorgt werden.

Der Gleitringdichtung kommt die Aufgabe zu unter allen denkbaren Betriebszuständen den Eintrag von Prozessgas in das Ölsystem zu vermeiden. Die Gleitringdichtung selbst (B) wird hierzu mit Sperröl beaufschlagt, dessen Druck um ca. 2,5 bar über dem prozessseitigen Gegenruck gehalten wird. Diese Druckdifferenz, unterstützt durch die im Gleitring angeordneten Federn, gewährleistet, dass

- Ø zu jedem Zeitpunkt eine ausreichende Schließkraft aufgebracht werden kann und
- Ø sich ein stabiler Schmierfilm ausbilden kann, um die Kontaktfläche (C) zwischen Gleit- und Gegenring zu kühlen sowie zu schmieren.

Die technisch notwendige und unvermeidbare Ölleckage über die Kontaktfläche liegt je nach Baugröße bei etwa 2,4 l/d – 9,6 l/d. Bis zum ca. 10-fachen dieses Werte sprechen wir von erhöhten Leckagen, die ihre Ursache vielfach in Ablagerungen / Verunreinigungen aus dem Betriebsmedium oder Ölausscheidungs- / Ölablagerungsprodukten haben. Ab ca. dem 20-fachen des Normalwertes kann ein Schaden nicht mehr ausgeschlossen werden, d.h. mechanische Beschädigungen der Gleitflächen (C) sind wahrscheinlich.

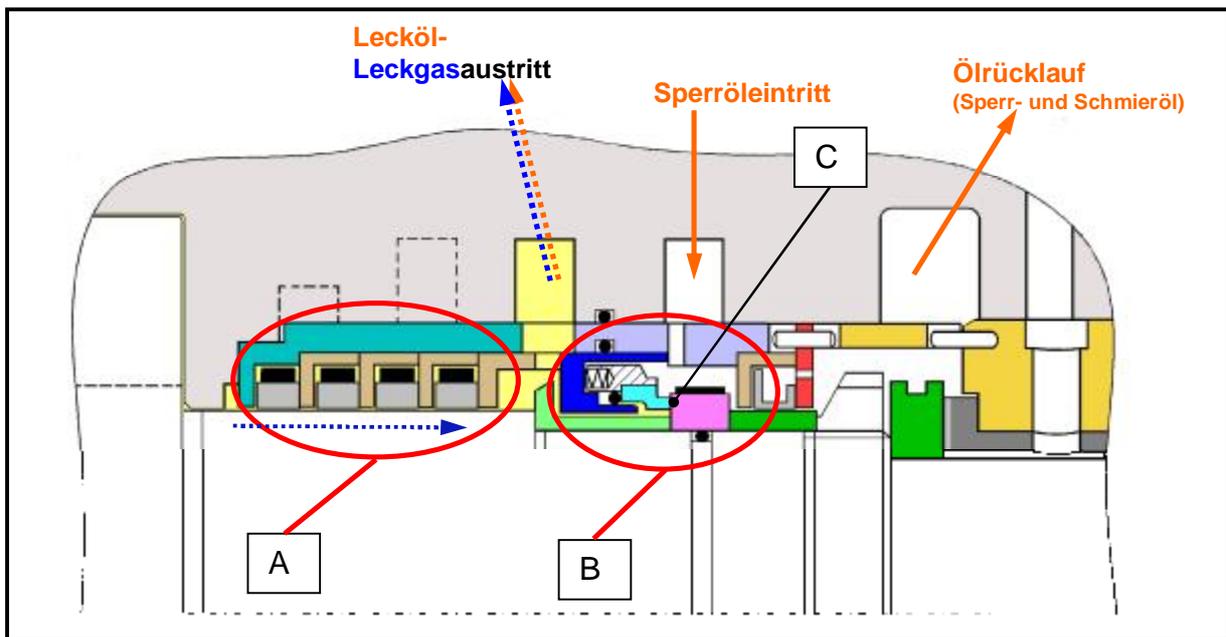


Bild 2: schematische Darstellung einer Gleitringdichtung

### 3 Beispiel aus der Praxis

Bei einer nicht unerheblichen Anzahl der Anwendungen und Prozesse stellt die Standzeit der Dichtungen die Größe dar, welche die Serviceintervalle bestimmt. Dabei werden in der Regel die Kompressorstufen im Rahmen der Revisionen, meist im Werk des Herstellers, wieder auf einen „as good as new“ Stand gebracht, die Gesamtanlage und der Prozess werden aber oftmals vernachlässigt.

Wir stellen im Folgenden einen Fall aus unserer täglichen Praxis vor, bei dem die zuvor geschilderten Bedingungen relativ komplex miteinander verzahnt vorgelegt haben.

#### 3.1 Ausgangssituation

Der Kunde betreibt insgesamt 4 Prozessgasschraubenkompressoranlagen von MAN Diesel & Turbo SE in einer seiner Raffinerien.

3 der 4 Prozessgasschraubenkompressoranlagen wurden zwischen 1987 und 1990 gebaut und in Betrieb genommen und werden in 3 unterschiedlichen Prozessen eingesetzt. Die vierte Anlage kam 2004 im Rahmen einer Kapazitätssteigerung hinzu.

Alle 3 Prozesse sind in die Weiterverarbeitung des angelieferten Rohöls eingebunden. Es handelt sich bei den Prozessgasen um Mischgase, die im Wesentlichen aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen zusammengesetzt sind. Die Hauptbestandteile sind Wasserstoff, Methan, Äthan, Propan, Butan aber auch Verunreinigungen wie z.B. Schwefelwasserstoff, je nach Prozess in unterschiedlicher Konzentration.

Wir konzentrieren uns im Folgenden auf die Ereignisse an der zuletzt auffälligsten der vier Anlagen.

### 3.2 Eckdaten der Anlage

Kompressor Typ : CP100V;  
Getriebe : A18s  
Antrieb : Elektromotor  
Baujahr : 1987

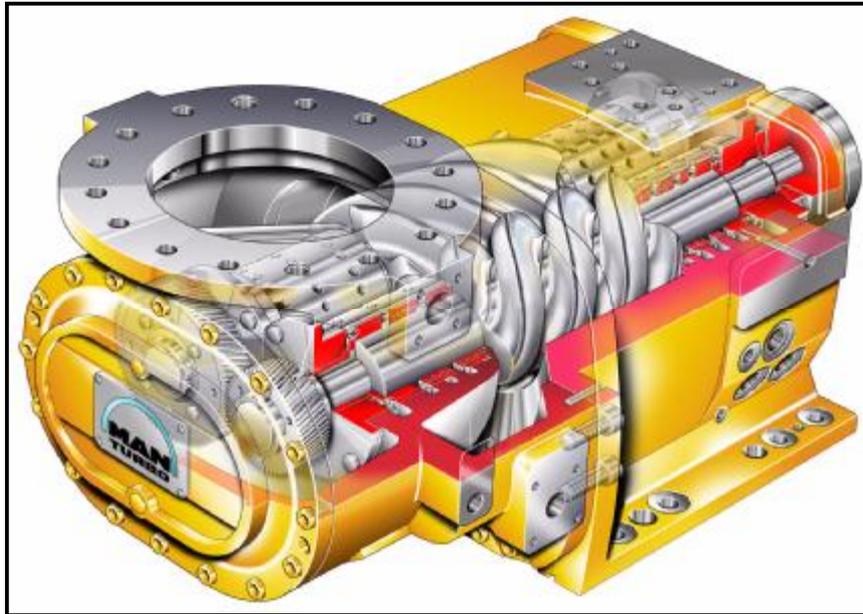


Bild 3 : Röntgenbild einer Kompressorstufe der CP-Baureihe

Werkstoffe :  
Gehäusewerkstoff : Kugelgraphitguss (GGG-40.3)  
Läuferwerkstoff : Chromstahl (X5 CrNi 134)  
Lagerung : Gleitlager (C35 / LgSn80)  
Abdichtung : ölgesperrte Gleitringdichtung (Eagle Burgmann)  
Abdichtungswerkstoffe : Gleitpaarung Siliziumkarbid gegen Siliziumkarbid

Betriebsdaten :  
Ansaugdruck : 4,6 bar  
Ansaugtemperatur : 40,0 °C  
Enddruck : 16,7 bar  
Druckverhältnis : 3,6 ---  
Endtemperatur : 145,0 °C  
Antriebsdrehzahl : 3550 rpm  
Umfangsgeschwindigkeit (max) : 126,7 m/s  
Drehzahlregelbereich : 9451 - 18903 1/min

Gaszusammensetzung<sup>2</sup> :

Isentropenexponent : 1,18  
Molgewicht : 32,2 kg/kmol  
Gaskonstante : 258,5 kJ/kgK

Luft	14,4	mol%	Methan	16,9	mol%
Äthan	18,0	mol%	Propylen	1,0	mol%
Propan	19,0	mol%	Buten	0,2	mol%
i-Butan	5,0	mol%	n-Butan	7,9	mol%
i-Pentan	2,1	mol%	n-Pentan	1,2	mol%
C6+	0,6	mol%	Wasserdampf	1,4	ppm
Schwefelwasserstoff	12,3	mol%			

### 3.3 Chronik der Ereignisse seit 1987

Von Mai 1987, dem Datum der Inbetriebnahme, bis zum Juli 2005 lief die Anlage mit lediglich einer Revision (1998) unauffällig im Dauerbetrieb. Allerdings wurde zuletzt von unserem Montagepersonal reklamiert, dass eine Wartung durch den Betreiber praktisch nicht stattfindet und die Anlage sich in einem sehr schlechten Allgemeinzustand befindet. Weiterhin ist ein Großteil des erfahrenen Betriebs- und vor allem Wartungspersonals inzwischen ausgeschieden.

Seit 2005 kam es, bedingt durch den Gesamtzustand der Anlage, zu längeren teilweise ungeplanten Stillständen. Erst im September 2009 wurde in enger Abstimmung mit dem Betreiber beschlossen, den Ursachen umfassend auf den Grund zu gehen, da die Häufung von Problemen und ungeplanten Stillständen, weder vom Betreiber noch von MAN Diesel & Turbo weiter akzeptiert werden konnten.

---

<sup>2</sup> Gaszusammensetzung; Stand 2003

Auf das Wesentliche reduziert stellt sich die Chronik wie folgt dar:

Mai 87	Inbetriebnahme
Okt. 98	Erste Revision der Anlage nach 10 Jahren Dauerbetrieb wegen ansteigender Ölleckagen / Undichtigkeiten der Gleitringdichtungen
Jul. 05	Nach weiteren 7 Jahren Dauerbetrieb die zweite Revision, erneut Ausfallursache Ölleckagen Erste Hinweise über Wartungsdefizite, unzureichende Ölpflege und marodes Ölsystem.
Sep. 05	Nach nur 2 Monaten erneut Ausfall des Kompressors wegen hoher Ölleckagen; Schadensbild ähnlich dem vom Juli 2005
Mai 06	Entscheidung das Ölsystem zu modernisieren
Mai 07	Inbetriebnahme der Anlage mit dem neuen Ölsystem
Dez. 08	Nach ca. 15 Monaten erneut Ausfall der Anlage wegen hoher Ölleckagen. Untersuchung der Ausfallursache abgelehnt, da die Anlage umgehend wieder in Betrieb genommen werden musste.
Sep. 09	Erneut Ausfall der Dichtungen wegen hoher Ölleckagen; umfangreiche Untersuchungen vereinbart; Parallel dazu Instandsetzung und Inbetriebnahme des Kompressors mit vor Ort verfügbaren Reserveteilen.
Okt. 09	Noch bevor die Proben und Bauteile zur Untersuchung im Labor eintrafen, fiel die Anlagen nach wenigen Tagen Betrieb erneut mit identischem Schadensbild aus.
Nov. 09	Untersuchungsergebnisse liegen vor, Maßnahmen können nur schrittweise umgesetzt werden. Anlage wird dennoch zunächst wieder in Betrieb genommen, wohl wissend, dass ein abermaliger Schaden zu erwarten ist.

Die Chronik offenbarte drei wesentliche Erkenntnisse:

- 1) Die Anlage (wie auch alle anderen Anlagen dieses Betreibers) wurden immer betrieben bis es zum Schaden kam (reactive Maintenance Strategie /3/). Eine Wartungsstrategie, im Sinne vorbeugender Instandhaltung, ist nicht zu erkennen. Reserveteile sind nicht immer vorhanden, eine Redundanz in den jeweiligen Prozessen gibt es nicht.
- 2) Die letztendliche Ausfallursache waren in allen Fällen hohe Ölleckagen, d.h. die Gleitringdichtungen sind zuerst ausgefallen.
- 3) Eine Schadenuntersuchung wurde meist abgelehnt, da die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft absolute Priorität hatte.

### **3.4 Untersuchungsschwerpunkte und Ergebnisse**

Im Normalfall wird bei Kompressoren die zur Überholung anstehen zunächst der Anlieferungszustand dokumentiert. Anschließend wird die Maschine demontiert, gereinigt und alle Bauteile begutachtet. Auf Basis des daraus erstellten Befundberichtes wird die Instandsetzung ausgeführt.

Bei Kompressoren, die entweder deutlich über die empfohlenen Revisionsintervalle hinaus betrieben worden sind oder bei denen die Befunde keine Auffälligkeiten zeigen, werden über die Befundung hinaus keine weiteren Untersuchungen veranlasst.

Zumindest bis zu dem Ereignis im Dezember 2008 wurde im vorliegenden Fall genauso verfahren.

Detailliertere Untersuchungen wurden erst mit dem Ereignis im September 2009 vereinbart.

Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass die Untersuchungen und Schlussfolgerungen im Folgenden sehr komprimiert wiedergegeben werden. Auf mögliche Ursachen, wie zum Beispiel Montagefehler, falsche Werkstoffe, konstruktive Änderungen, etc., die zunächst nicht ausgeschlossen, aber letztendlich verworfen werden konnten, wird hier nicht weiter eingegangen.

Bei einer Schadensuntersuchung wird ein Kompressor üblicherweise auf die Kernbaugruppen heruntergebrochen und deren Schadensumfang aufgenommen.

Die Kernbaugruppen sind folgende :

- Ø Läufer- und Einströmgehäuse
- Ø Das Läuferpaar
- Ø Die Abdichtung
- Ø Die Lagerung
- Ø Das Gleichlaufgetriebe

Dem vorliegenden Befund (Schadensumfang) folgend, konzentrierten sich die Untersuchungen im weiteren Verlauf auf drei wesentliche Bereiche :

- Ø Abdichtung
- Ø Schmier- und Sperröl incl. Ölsystem
- Ø Gaszusammensetzung

### **3.4.1 Untersuchung der Ölproben**

Bei unseren Prozessgasschraubenkompressoren kommen bis auf ganz wenige Ausnahmen Mineralöle der Viskositätsklassen ISO VG 32 oder ISO VG 46 zum Einsatz. So auch im vorliegenden Fall, bei dem ein Öl der Viskositätsklasse ISO VG 32 eingesetzt worden ist.

Zunächst galt es in enger Abstimmung mit dem Labor die Untersuchungsschwerpunkte festzulegen und daraus ableitend die Entnahme der Öl- und Belagsproben sowie die darüber hinaus benötigten Informationen zu koordinieren.

- Ø Was für ein Öl wird verwendet (Typ, Hersteller, Datenblatt, Eigenschaftsprofil, etc.)
- Ø Entnahme von Frischölproben (Referenzproben)
- Ø Entnahme einer Betriebsölprobe aus dem Öltank der jeweiligen Anlage incl. aller darin enthaltenen Verunreinigungen
- Ø Betriebsölprobe entnommen hinter dem Ölfilter, d.h. in dem Zustand, in welchem es zu den Verbrauchern gelangt
- Ø Dokumentation der begleitenden Randbedingungen, wie z.B. Betriebsdaten, Öl Druck, Öltemperatur, Betriebszeit mit der Ölfüllung, Datum des letzten Ölwechsels, etc.

Die wesentlichen Ergebnisse der Öluntersuchungen lassen sich wie folgt zusammenfassen.

- Ø Die Frischölprobe erfüllt die schmiertechnischen Vorgaben in vollem Umfang. Lediglich die Verschmutzungsstufe gemäß ISO 4406 liegt geringfügig über dem angestrebten Grenzwert (soll 17/15/13), was aber für ein Frischöl nicht unüblich ist.
- Ø Die Betriebsölproben fielen schon durch einen stark fremdartigen Geruch auf.
- Ø Die Probe aus dem Tank offenbarte einen deutlich erhöhten Wassergehalt.
- Ø Selbst nach Abfiltrierung des Bodensatzes lag die Verschmutzungsstufe (gemessen 22/20/15) noch weit über dem angestrebten Grenzwert.

Ø Dennoch waren auch bei der Betriebsölprobe die schmiertechnischen Eigenschaften (noch) nicht zu beanstanden, d. h. schon zu diesem Zeitpunkt konnte mangelnde Ölqualität als Ursache weitestgehend ausgeschlossen werden.

Tabelle 1: Gegenüberstellung Frischöl / Betriebsöl

Parameter	Verfahren	Frischölprobe	Betriebsölprobe	Maßeinheit
Aussehen	Visuell	fast farblos, klar	hellgelb, klar brauner, schlammartiger Bodensatz	
Geruch		gering	stark fremdartig	---
Dichte bei 15°C	ASTM D 7042	0,862	0,861	g/cm <sup>3</sup>
Dichte bei 40°C	ASTM D 7042	0,846	0,845	g/cm <sup>3</sup>
Viskosität bei 40°C	ASTM D 7042	32,1	31,9	mm <sup>2</sup> /s
Viskosität bei 100°C	ASTM D 7042	5,63	5,6	mm <sup>2</sup> /s
Viskositätsindex	ASTM D 2270	115,3	115,6	---
Wassergehalt	DIN 51777-T.1	71	<b>6125</b>	mg H <sub>2</sub> O / kg Öl
Säuregehalt	ASTM D 664	0,05	0,05	mg H <sub>2</sub> O / kg Öl
Verschmutzungsstufe	ISO 4406-99 (2/)	18/15/11	<b>22/20/15</b>	---
Schwebstoffe / Bodensatz	Membranfiltration	21	Ca. 4700	mg / kg
Oxidationsstabilität	ASTM D 2272	678	701	min

Die Analyse der Verunreinigungen (siehe Tabelle 2) zeigte vor allem eine auffällige Anreicherung der Metalle Eisen, Kupfer, Zink sowie einen, für das Mineralölprodukt, ungewöhnlich hohen Schwefelanteil.

Tabelle 2 : Zusammensetzung der Verunreinigungen der Ölprobe aus dem Öltank

Semiquantitative EDX-Analysen [Massen %] (Kohlenstoff und Sauerstoff nicht kalibriert)			
Element		hellere Belagsanteile	dunklere Belagsanteile
Kohlenstoff	[C]	31,5	24,5
Sauerstoff	[O]	46,4	39,1
Magnesium	[Mg]	0,18	< NWG <sup>3</sup>
Aluminium	[Al]	0,19	< NWG
Silizium	[Si]	0,58	0,27
Phosphor	[P]	0,29	0,24
Schwefel	[S]	3,38	3,3
Chlor	[Cl]	< NWG	< NWG
Kalium	[K]	0,07	< NWG
Calcium	[Ca]	0,17	0,99
Mangan	[Mn]	0,16	0,24
Chrom	[Cr]	0,06	0,06
Eisen	[Fe]	13,7	30
Nickel	[Ni]	0,04	0,04
Kupfer	[Cu]	0,82	0,33
Zink	[Zn]	1,55	1,23



Bild 4: Ölprobe aus dem Öltank

### 3.4.2 Untersuchung der Bauteile und deren Beläge

Die Untersuchung einzelner Bauteile der Abdichtung zeigte vor allem, dass sich auf metallischen Oberflächen ein schwarzer, harter, fest anhaftender Belag gebildet hat. Betroffen hiervon waren ausschließlich Bauteile, die mit dem Schmier- bzw. Lecköl in Berührung kamen. Von der Belagsbildung waren vornehmlich Oberflächen im Bereich enger Spalte betroffen, die vergleichsweise hohen Temperaturen ausgesetzt sind (> ca. 100°C). Klassisches Beispiel hierfür ist die Spritzbuchse (siehe Bild 5), deren Oberfläche im Urzustand metallisch blank ist (Werkstoff X5 CrNi 13 4).

<sup>3</sup> NWG = Nachweisgrenze



Bild 5 : Spritzbuchse mit schwarzem Belag

Der Belag war beständig gegen gängige chemische Lösungsmittel und ließ sich nur mechanisch mit erheblichem Kraftaufwand entfernen.

Von den Auswertungen und Betriebsaufzeichnungen her war bekannt, dass die Öltemperatur zeitweilig deutlich über dem zulässigen Grenzwert lag. Die Anlage wurde mit einer Öltemperatur von ca. 65°C betrieben (soll 50°C). Es bestand daher der Verdacht, es könne sich bei den Ablagerungen um vercracktes Öl handeln.

Die ersten Untersuchungen der Beläge bestätigten diesen Sachverhalt aber nicht. Es konnte keine Ölkohle nachgewiesen werden und es gab auch keine weiteren Befunde, die auf zu hohe Temperaturen hätten zurückgeführt werden können.

Die schwarzen Ablagerungen setzten sich indes wie folgt zusammen:

Tabelle 3 : Zusammensetzung der Beläge

Semiquantitative EDX-Analysen [Massen %] (Kohlenstoff und Sauerstoff nicht kalibriert)			
Element		Analyse 1	Analyse 2
Kohlenstoff	[C]	23,3	14,2
Sauerstoff	[O]	10,5	11,9
Natrium	[Na]	1,1	< NWG
Silizium	[Si]	0,16	< NWG
Phosphor	[P]	0,89	< NWG
Schwefel	[S]	22,5	24,5
Chlor / Chlorid	[Cl]	< NWG	0,22
Calcium	[Ca]	0,99	0,98
Mangan	[Mn]	0,16	0,13
Chrom	[Cr]	0,73	< NWG
Eisen	[Fe]	7,13	3,65
Kupfer	[Cu]	16,6	21,7
Zink	[Zn]	11,6	17,0
Selen	[Se]	4,3	0,47
Tantal	[Ta]	< NWG	2,04

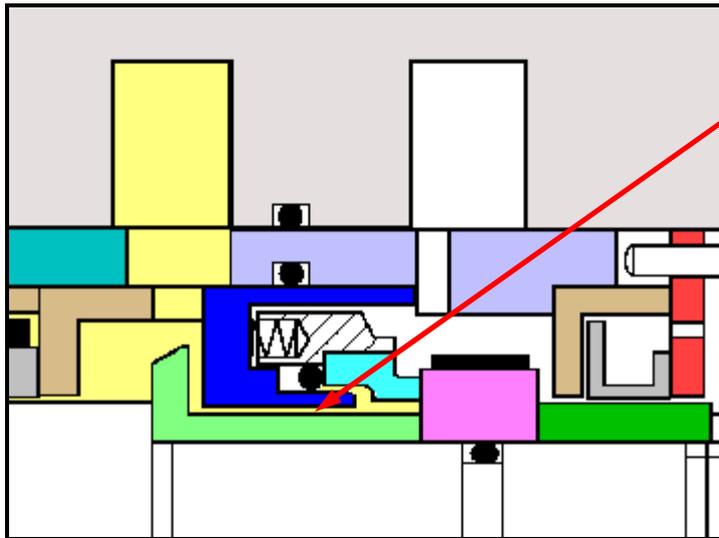
### 3.4.3 Schadensursache

Die EDX-Analysen der Beläge (siehe Tabelle 3) stellten den Wendepunkt in den Untersuchungen dar und waren ausschlaggebend für die Ursachenfindung.

Die Beläge bildeten sich nach den bislang vorliegenden Erkenntnissen aus feinsten Verunreinigungen, die sich im Laufe der Zeit im Ölsystem aufkonzentriert hatten. Bei früheren Ereignissen (z. B. Stromausfällen, Wiederverwendung kontaminierten Lecköls, etc.) sind nicht unerhebliche Mengen des Prozessgases in das Ölsystem gelangt. Die Kombination aus Schwefelwasserstoff, Ammonium, Chloriden und nicht zuletzt der zeitweise hohe Wasseranteil im Öl haben dazu geführt, dass Kupferbasiswerkstoffe, wie sie z.B. im Ölkühler verbaut sind, korrosiv angegriffen wurden.

Bei den Belägen handelte es sich somit weitestgehend um Korrosionsprodukte aus Komponenten des Ölkreislaufes.

In Bereichen enger Spalte, mit entsprechend hohen Temperaturen, haben diese Beläge innerhalb relativ kurzer Zeit Schichtdicken erreicht, die zu einer Spaltüberbrückung und somit zu einem Kontakt der Bauteile führten. Ausschlaggebend für das Versagen der Dichtung war dabei der Kontakt im Radialspalt zwischen dem Gehäuse der GlrD und der rotierenden Spritzbuchse.



Spalt zwischen Gleitringdichtung (stationärer Teil) und Spritzbuchse (rotierender Teil)

Bild 6 : Gleitringdichtung (Detail aus Bild 2)

Unter normalen Voraussetzungen hätten die Untersuchungen an dieser Stelle abgeschlossen werden können. Nicht so im vorliegenden Fall.

### 3.4.4 Untersuchung des Prozessgases

Nicht unerwähnt bleiben darf daher an dieser Stelle ein weiteres nicht unwesentliches Ergebnis der Untersuchungen. Wie bereits Eingangs erwähnt wurde sehr akribisch festgelegt an welchen Stellen Belagsproben zu entnehmen sind. Dabei wurden auch Bereiche berücksichtigt, die nicht mit dem Öl in Kontakt kommen.

Es wurden in einigen der entnommenen Beläge, chemische Verbindungen nachgewiesen, die zunächst weder dem Gas noch dem Öl zugeordnet werden konnten. So enthält das Prozessgas gemäß Spezifikation weder Selen, noch Ammonium oder Chlor- / Chloridverbindungen.

Der Grund für die Entnahme der Beläge aus dem Prozesssystem war primär, dass das Läuferpaar sowie das Läufergehäuse zuletzt relativ stark korrodiert waren (siehe Bild 7, 8). Ein Befund der bei den früheren Revisionen vor allem 1998 und 2005 so nicht beobachtet worden ist und auch nicht zu erwarten war.



Bild 7 : Läufergehäuse

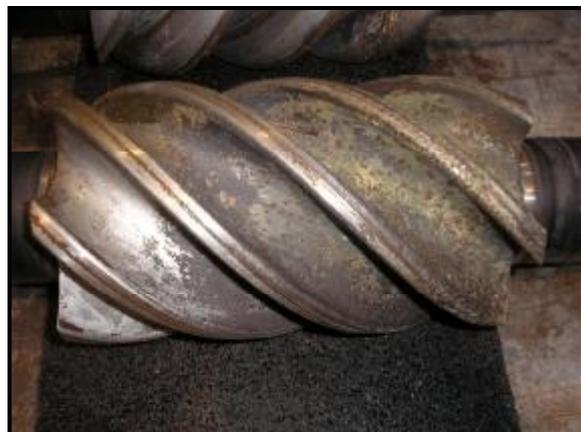


Bild 8 : Nebenläufer

Die folgende Tabelle zeigt aus korrosionschemischer Sicht die Inhaltsstoffe einiger Belagsproben, die den Kohleringen der Abdichtung bzw. den Prozessleitungen entnommen wurden. Es handelt sich um wässrige Auszüge der Beläge mit VE-Wasser zwecks Analyse auf wasserlösliche Anionen / Schadstoffe.

Tabelle 4 : Ionenchromatographie (IC) und Photometrie

Element / Verbindung	Probe 1	Probe 2	Probe 3	Maßeinheit
	Weißer Beläge	Rötliche Beläge	Belagsgemisch	
Fluorid	< 0,03	< 0,03	< 0,03	Massen%
Acetat	< 0,03	< 0,03	< 0,03	Massen%
Formiat	< 0,03	< 0,03	< 0,03	Massen%
Chlorid	36,2 - 39,2	27,2 – 29,7	38,8 – 40,8	Massen%
Bromid	< 0,03	< 0,03	< 0,03	Massen%
Nitrat	0,18 – 0,27	0,23 – 0,47	0,4 – 0,8	Massen%
Phosphat	< 0,03	< 0,03	< 0,03	Massen%
Sulfat	0,46 – 0,89	0,83 – 1,02	1,5 – 5,2	Massen%
Ammonium	18 – 18,9	9,5 – 16,6	19,9 – 20,1	Massen%

Die Analysen der prozesseitigen Belagsproben (Bild 9) zeigten, dass neben den Verunreinigungen aus dem Ölsystem (Kapitel 3.4.3) eine weitere, hiervon weitestgehend unabhängige, Problematik berücksichtigt werden muss.



Bild 9 : Belagsproben aus dem Dichtmantel

Da ursprünglich weder Chloride noch Ammonium spezifiziert (siehe 3.2) und weder Umfang noch Konsistenz der aus diesen Prozessrückständen resultierenden Ablagerungen bekannt waren, wurden diese auch nicht in der Auslegung der Abdichtung sowie der Auswahl der verwendeten Werkstoffe berücksichtigt.

Die Ablagerungen führten neben dem korrosiven Angriff zu einem Blockieren (Verkleben) der Kohleringe. In der Folge drehten diese nicht mehr, was zu einem erheblich beschleunigten Verschleiß führte.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Präsentation konnte noch nicht abschließend geklärt werden, ob :

- Ø Nicht oder zumindest nicht mehr fehlerfrei funktionierende vorgeschaltete Prozesse für die unzureichende Abscheidung der Verunreinigungen verantwortlich waren oder
- Ø sich die Qualität des angelieferten Rohöls derart verändert hat, dass mit den vorhandenen Systemen eine ausreichende Abscheidung nicht (mehr) möglich ist.

### 3.5 Maßnahmen

Bei den Maßnahmen war zu berücksichtigen, dass die Anlagen aus betrieblichen Gründen nicht längerfristig abgeschaltet werden können. D.h. es galt zunächst ein Maßnahmenpaket zu schnüren, mit dem temporär der Betrieb aufrecht erhalten werden konnte. Der Betreiber musste aber davon überzeugt werden, dass langfristig nur ein umfangreicher Umbau der

Anlagen zielführend sein würde, um die Anpassung an die geänderten Betriebsbedingungen zu ermöglichen.

### **3.5.1 Maßnahmen, die sofort umgesetzt werden konnten**

- Ø Industrielle chemische Reinigung des Ölsystems, incl. Filtrierung über einen 3µm Ölfilter und anschließende Erfolgskontrolle mittels Partikelzählung.
- Ø Regelmäßige Kontrollen der Ölqualität (Schmierstoff-Monitoring).
- Ø Sicherstellung der Einhaltung der spezifizierten Öltemperatur.
- Ø Aufschaltung der beiden Ölpumpen auf verschiedene Stromnetze, um bei Stromausfall nicht das Sperrmedium zu verlieren.
- Ø Schulung des Betriebs- und Wartungspersonals.
- Ø Definition geeigneter Wartungsintervalle und Festlegung der durchzuführenden Arbeiten.
- Ø Nachrüstung zusätzlicher Instrumentierung zur Überwachung der Dichtungen.
- Ø Geringfügige sofort umsetzbare konstruktive Änderungen der Abdichtung.

### **3.5.2 Mittel- bis langfristig umzusetzende Maßnahmen**

- Ø Einbau zusätzlicher permanent mitlaufender Ölfilter (3µm) im Bypass zum Hauptölfilter.
- Ø Austausch der im Ölsystem verbauten Kupferbasiswerkstoffe durch z.B. Duplex-Stähle.
- Ø Umrüstung der Abdichtung auf Saubergassperre, um den Eintrag der kritischen Schadstoffe und Ablagerungen zu minimieren.
- Ø Harmonisierung der Abdichtungen aller Maschinen, um die Ersatzteilhaltung zu vereinfachen und Weiterentwicklungen zu implementieren.
- Ø Überprüfung und ggf. Optimierung der vorgeschalteten Prozesse.

In Anbetracht des Zeit- und Kostenaufwandes ist der Prozess zur Umsetzung der Maßnahmen nur schrittweise umsetzbar und derzeit noch nicht abgeschlossen.

## **4 Fazit**

Die Darstellung dieses Schadenfalles verdeutlicht, wie wichtig es ist rechtzeitig umfassende Schadensuntersuchungen zu veranlassen, selbst dann, wenn dies von Seiten des Betreibers nicht ausdrücklich gefordert, ja teilweise sogar als unnötig eingestuft wird.

Wir als OEM sind darüber hinaus zunehmend gefordert, dem Spannungsfeld Produktion / Maintenance auf der Betreiberseite in geeigneter Weise zu begegnen. Immer wieder ist zu beobachten, dass dringend notwendige jedoch oft langwierige und kostenintensive (Instandhaltung-)Maßnahmen zugunsten der Produktion auf die lange Bank geschoben werden. Vielfach könnten ungeplante Ausfälle und Stillstände vermieden werden, wenn rechtzeitig geeignete Maßnahmen ergriffen würden. Diese Maßnahmen dürfen nicht auf den Kompressor beschränkt bleiben, sondern müssen zwingend die Anlage sowie ggf. den gesamten Prozess mit einbeziehen.

## **4 Literaturhinweise**

- /1/ API Standard 619 - Rotary-Type Positive-Displacement Compressors for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries
- /2/ ISO 4406 - Hydraulik-Druckflüssigkeiten - Zahlenschlüssel für den Grad der Verschmutzung durch feste Partikel
- /3/ L. Swanson – Linking maintenance strategies to performance; International Journal of Production Economics 70 (2001) 237 – 240