

Mineralöl und Raffinerien



Mineralöl und Raffinerien

Mineralölwirtschaftsverband e.V.
Steindamm 55, 20099 Hamburg, Telefon (0 40) 2 48 49-0
Internet: <http://www.mwv.de>
September 2003

Mineralöl ist Rohstoff und Energieträger und zeichnet sich durch eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten aus. Als Kraftstoff für den Verkehr, als Energieträger für Industrie, Gewerbe und Haushalte, als Schmierstoff sowie als Rohstoff für die Chemische Industrie ist das Mineralöl aus unserem Leben nicht wegzudenken. Tausende verschiedener Produkte haben Mineralöl als Ausgangsbasis. Lippenstifte und Waschmittel, CDs und Speicherchips, Reifen und eine Vielzahl verschiedener Kunststoffe haben ebenso ihren Ursprung im Mineralöl wie Benzin, Dieselmotorkraftstoff und Heizöl.

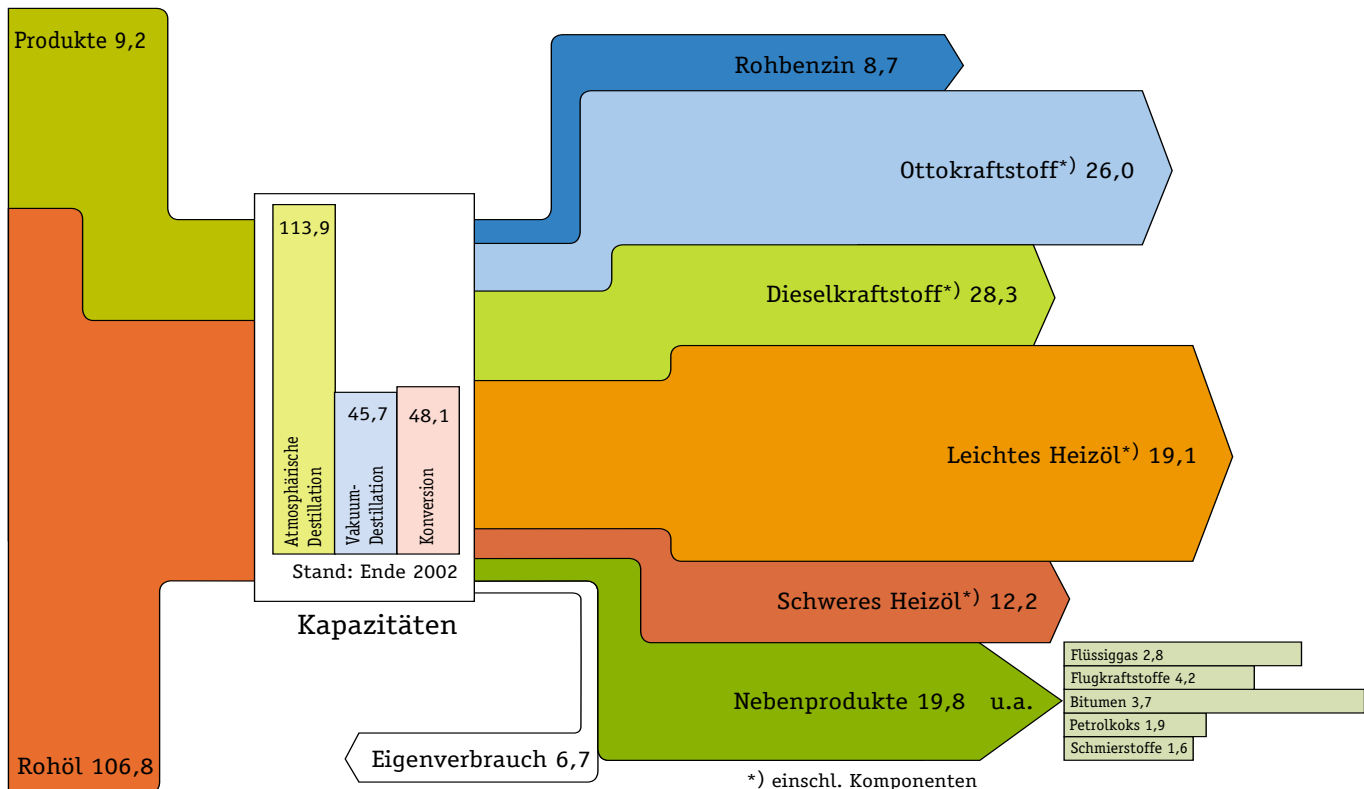
Wie aber wird aus Erdöl diese Vielzahl von Produkten gewonnen? Die Antwort hierauf findet man in der Raffinerie. Sie steht im Zentrum des Mineralölflusses (siehe Abbildung 1). Mit dem Eintreffen des Rohöls in der Raffinerie beginnt der weite Aufgabenbereich der Mineralölverarbeitung. An seinem Ende stehen diejenigen gasförmigen, flüssigen und festen Produkte, die uns in allen Bereichen des täglichen Lebens wieder begegnen.

Die Anpassung der deutschen Raffinerien an die sich wandelnden Bedingungen des Mineralölmarktes haben zu entschei-

denden Veränderungen der Raffinerie-landschaft in Deutschland geführt. Dieser Prozess ist durch den Abbau von Rohölverarbeitungskapazität einerseits und den Ausbau der weiterverarbeitenden Anlagen andererseits geprägt. Aufgaben und Stellung der Raffinerien, ihre technischen Möglichkeiten, aber auch Grenzen, und die wichtigsten Raffinerieverfahren erläutert die vorliegende Publikation.

Raffinerie-Bilanz 2002 (in Millionen Tonnen)

Abb. 1



Inhaltsverzeichnis

Der deutsche Mineralölmarkt	5
Raffinerien in der Bundesrepublik Deutschland	8
Aufbau einer Raffinerie	8
Raffineriekapazitäten	10
Raffineriestandorte	13
Erdöl-Chemie	17
Die Kohlenwasserstoffe	17
Das Erdöl	19
Raffinerietechnik	21
Die Destillation	22
Die Umwandlung (Konversion)	24
Nachbehandlung und Veredelung	29
Bitumenproduktion	34
Schmierstoffherstellung	34
Energieversorgung und -effizienz	35
Petro-Chemie	38
Die Olefine	39
Die Aromaten	39
Die Synthesegase	40
Raffinerie-Aufgaben bei der künftigen Versorgung mit Mineralölprodukten	41
Kapazitäts- und Produktionsstatistik	42
Stichwortverzeichnis	46

Auf jeden Einwohner Deutschlands entfällt ein Verbrauch von durchschnittlich rund 1900 Liter Mineralöl im Jahr. Täglich werden also fast 340 000 Tonnen Mineralölprodukte benötigt. In der Summe waren dies im Jahr 2002 knapp 124 Millionen Tonnen, die für den deutschen Markt zur Verfügung gestellt werden mussten; das entspricht einem Anteil von 38 % am gesamten Energieverbrauch in Deutschland.

Die Palette der Mineralölprodukte umfasst Rohstoffe für die petrochemische Industrie ebenso wie die der Erzeugung von Raum- und Prozesswärme dienenden Heizöle und die unverzichtbaren Kraft- und Schmierstoffe.

Der Mineralölbedarf Deutschlands wird zu einem Viertel bis einem Drittel durch Importe von im Ausland hergestellten Produkten gedeckt. Der überwiegende Teil der benötigten Mineralölprodukte wird jedoch in inländischen Raffinerien hergestellt.

Die Verarbeitung von Rohöl zu bedarfsgerechten Produkten in deutschen Raffinerien hat Vorteile: Nur mit inländischen Raffinerien ließen sich freiwillige Umweltschutzmaßnahmen verwirklichen wie z.B. die Einführung von unverbleitem Benzin 1985, die vorgezogene Einführung von stärker entschwefeltem Dieselmotorkraftstoff 1995, die frühzeitige Absenkung des Benzolgehaltes im Super Plus auf unter 1 % im gleichen Jahr, die um fünf Jahre vorgezogene Verminderung des Schwefelgehaltes und die Schwefelfreiheit aller in Deutschland hergestellten und verkauften Kraftstoffe seit Januar 2003. EU-weit müssen die

Kraftstoffe erst vom Jahr 2009 an schwefelfrei sein.

Auch für die Sicherstellung der Versorgung sind inländische Raffinerien vorteilhaft. Zum einen erlauben sie den kostengünstigen Transport des Erdöls in die verbrauchernah gelegenen Raffineriezentren, von wo die erzeugten Fertigprodukte über kurze Entfernungen an den Verbraucher geliefert werden können. Zum anderen ist es für die Versorgungssicherheit von Bedeutung, dass die Raffineriebetriebe ihre Rohölversorgung im Voraus planen und durch Lieferverträge absichern. Die Ölvorräte in den Raffinerien bilden einen zusätzlichen Puffer gegen unvorhersehbare Schwan-

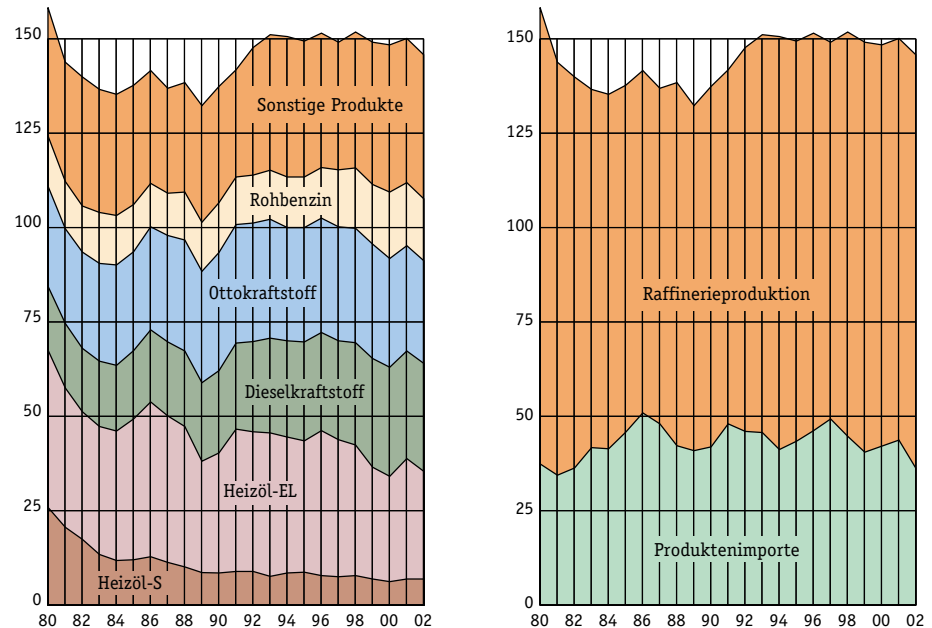
kungen der Ölversorgung. Das weitgespannte logistische Beschaffungs- und Vertriebssystem der Raffineriegesellschaften mit zahlreichen regional gestreuten Tanklagern und Vertriebsstätten ist in der Lage, Deutschland flächendeckend und kostengünstig mit Mineralölprodukten zu versorgen.

Die Einbindung der deutschen Raffinerien in das weltumspannende Ölversorgungssystem bietet außerdem die Gewähr, dass unseren Raffinerien hinsichtlich Qualität und Preis eine optimale Rohölpalette zur Verfügung steht.

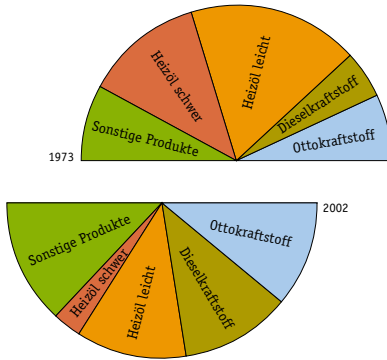
Die Existenz leistungsfähiger inländischer Raffinerien schließt jedoch nicht aus, dass zur bedarfsgerechten und kos-

Mineralölbedarf ¹⁾ und seine Deckung (in Mio. t)

Abb. 2



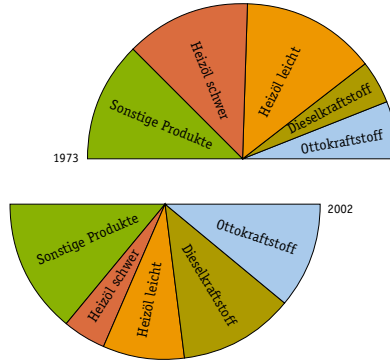
¹⁾ Inlandsabsatz, Raffinerie-Eigenverbrauch, Verarbeitungsverluste, Militärbedarf, Ausfuhr und Bunkerungen

Absatzstruktur¹⁾ und ...

¹⁾ bezogen auf den Inlandsabsatz

Produktionsstruktur²⁾

Abb. 3



²⁾ bezogen auf die Gesamterzeugung aus Rohöl und Produkten

tengünstigen Ölversorgung auch Halb- und Fertigprodukte importiert werden. Diese Bedingungen sind für die Bundesrepublik Deutschland seit langem gegeben: Die logistische Einbeziehung der europäischen Raffinerien in unsere Versorgung, der Zugang deutscher Mineralölimporteure zum internationalen Produktenmarkt und der voll liberalisierte Produktenimport nach Deutschland stellen eine ständige Verfügbarkeit der Mineralölprodukte sicher, auch wenn ein Teil der inländischen Herstellungskapazität nicht zur Verfügung steht (z.B. wegen regelmäßiger Sicherheitsprüfungen). Dabei dürfen allerdings negative Auswirkungen hoher Produktenimporte nicht übersehen werden. Sie treten vor allem dann auf, wenn ein reichliches Ölangebot am Weltmarkt Anbieter von Ölprodukten veranlasst, auf die volle Deckung ihrer Kosten zu verzichten und zu Grenzkosten kalkulierte Mengen in den Markt zu bringen.

Ein durch Mengenüberschuss induzierter Importwettbewerb mit der Folge eines

im europäischen Vergleich deutlich niedrigeren Preisniveaus auf dem freizugänglichen deutschen Markt ist zwar kurzfristig vorteilhaft für den Verbraucher, geht aber letztlich zu Lasten der inländischen Mineralöl verarbeitenden Industrie und damit der längerfristigen Sicherung unserer Öl- und Energieversorgung.

Dass ein hoher Anteil von häufig auf Spot-Basis abgeschlossenen Produktenimporten bedrohliche Folgen für unsere Versorgungssicherheit haben kann, wurde durch die Ölpreiskrisen 1973/74 und 1978/79 dokumentiert: In beiden Krisen kam es zu extremen Produktpreissteigerungen und Ausfällen bei den Produktenimporten vom internationalen Markt. Den deutschen Raffinerien war es zu verdanken, dass die inländischen Mineralölverbraucher von diesen hektischen Bewegungen auf den Weltölmärkten weitgehend abgeschirmt wurden.

Seit Ende der 70er Jahre stehen einer tendenziell sinkenden Nachfrage nach

Mineralölzerzeugnissen im Inland hohe Produktenimporte gegenüber. Der Ölverbrauch in Deutschland erreichte 1979 mit 149 Millionen Tonnen einen Rekordstand. Doch die auf die zweite Ölpreiskrise folgenden Jahre brachten als Folge von Einspar- und Substitutionsanstrengungen und des konjunkturellen Abschwungs Anfang der 80er Jahre einen Rückgang des Mineralölverbrauchs bis auf 118 Millionen Tonnen im Jahr 1989. Erst in den 90er Jahren stieg die Nachfrage – bedingt durch die Entwicklung in den neuen Bundesländern – wieder bis auf 132 Millionen Tonnen. Seit Ende der 90er Jahre ist der Mineralölverbrauch in Deutschland wieder rückläufig. 2002 belief sich der Inlandsabsatz nur noch auf knapp 124 Millionen Tonnen und wird in den kommenden Jahren weiter zurückgehen. Der sinkenden Nachfrage nach der zweiten Ölpreiskrise stand ein Überangebot an Rohölverarbeitungskapazität gegenüber. Die deutschen Raffineriegesellschaften, denen sich vor den Ölkrisen die Aufgabe stellte, einen ständig steigenden Bedarf zu decken, standen in den 80er Jahren vor dem doppelten Problem, ihre Kapazitäten der rückläufigen Nachfrage anpassen zu müssen und gleichzeitig ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem preisbestimmenden Einfluss des internationalen Marktes trotz steigender Investitionsanforderungen für Umweltschutzmaßnahmen wiederzugewinnen. Die Rohöldurchsatzkapazität in Westdeutschland, die bis Ende 1978 auf 159 Millionen Tonnen angewachsen war, wurde in den folgenden Jahren drastisch reduziert. 1990 lag die Kapazität der westdeutschen Raffinerien nur noch bei 80,6 Millionen Ton-

nen, die Zahl der Anlagen war von 31 auf 15 mehr als halbiert worden. Zusammen mit den beiden ostdeutschen Anlagen belief sich die Rohöldurchsatzkapazität der inländischen Raffinerien 1990 auf 100,8 Millionen Tonnen. Mit der Wiederinbetriebnahme einer stillgelegten Raffinerie Ende 1991, der Inbetriebnahme der neu gebauten Raffinerie in Spergau 1997 als Ersatz für die im selben Jahr stillgelegte Raffinerie in Leuna und der Beseitigung von technischen Engpässen an verschiedenen Anlagen stieg die Rohöldestillationskapazität der deutschen Raffinerien bis Ende 2002 auf 113,9 Millionen Tonnen.

Der auf Grund von Überkapazitäten auf dem europäischen Raffineriesektor und nationalen Faktoren wie einseitigen Umweltschutzauflagen bestehende Druck auf die deutschen Raffinerien hat 1995 zur Stilllegung der Raffinerie in Würth geführt. Zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit wurden 1997 die beiden Karlsruher Raffinerien zusammengelegt, 1998 erfolgte der Zusammenschluss zweier Raffinerien in Bayern.

Die tiefgreifenden Umstrukturierungsmaßnahmen in den 80er Jahren wirkten sich positiv auf die Auslastung der Raffinerieanlagen aus. 1982 waren die westdeutschen Raffinerien nur zu 57 % ausgelastet. Seit Anfang der 90er Jahre lag die Auslastung der deutschen Raffinerien immer zeitweise sogar deutlich über 90 %.

Neben den Rationalisierungsmaßnahmen mussten in der Mineralölverarbeitung hohe Investitionen getätigt werden, um die Raffineriestruktur an die strukturel-

len Verschiebungen des Bedarfs zu Gunsten von Kraftstoffen und Rohstoffen für die Chemische Industrie anzupassen. Ist die Rohöldestillationskapazität seit Ende der 70er Jahre drastisch zurückgegangen, hat sich die Kapazität der Weiterverarbeitung – der so genannten Konversionsanlagen zur Umwandlung von schweren in leichtere Produkte (z.B. von Heizöl in Benzin) – im gleichen Zeitraum nahezu verdoppelt. Die Umwandlung der schweren Anteile in leichte Produkte war für die Raffinerien eine Überlebensfrage. Durch den Ausbau der Konversionsanlagen ist sichergestellt, dass die Produktionspalette der inländischen Raffinerien auch zukünftig der Nachfrage am Markt für Mineralölprodukte entspricht (Abb. 3).

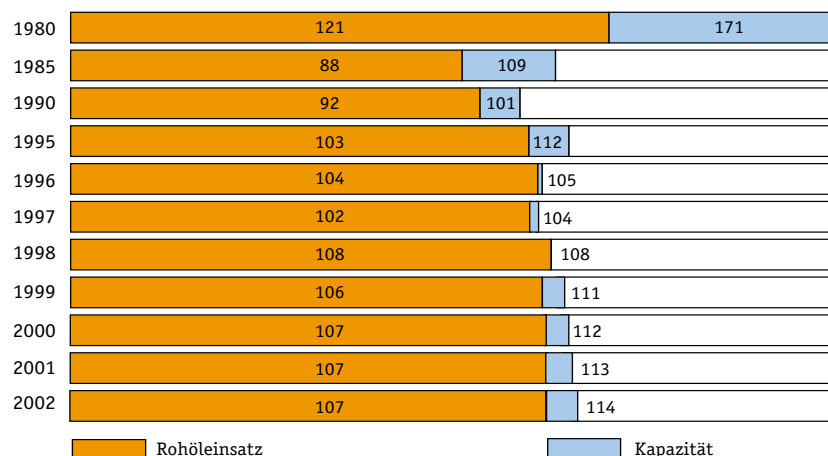
Raffinerieüberkapazitäten waren jedoch kein isoliert deutsches, sondern ein europäisches Problem. Nahezu alle europäischen Länder haben erhebliche Anstren-

gungen unternommen, um die überschüssigen Kapazitäten zu vermindern. In den 80er Jahren wurden sie in der Europäischen Union insgesamt um etwa 40 % gedrosselt. Dennoch standen 2002 einem Inlandsabsatz von 548 Millionen Tonnen in den EU-Ländern Raffineriekapazitäten in Höhe von 672 Millionen Tonnen gegenüber.

Auch einige OPEC-Länder haben in beachtlichem Umfang neue Rohölverarbeitungskapazitäten errichtet. Die Rohöldestillationskapazität der OPEC ist von rund 360 Millionen Tonnen 1990 auf über 440 Millionen Tonnen im Jahr 2002 erweitert worden. Der Mineralölverbrauch der OPEC-Länder stieg im gleichen Zeitraum von weniger als 220 Millionen Tonnen 1990 auf gut 280 Millionen Tonnen 2002. Die über der Nachfrage liegende Produktionsmenge der OPEC-Staaten wird exportiert.

Raffineriekapazität ¹⁾ und Auslastung (in Mio. t)

Abb. 4



¹⁾ Atmosphärische Destillation, Jahresdurchschnitt; 1980 und 1985 nur Westdeutschland

Aufbau einer Raffinerie

Knapp ein Drittel der in Deutschland verbrauchten Mineralölprodukte kommen in fertiger Form in unser Land. Der überwiegende Teil unserer Importe – ergänzt durch die heimische Förderung – besteht hingegen aus Rohöl. Rohöl selbst ist für die direkte Verwendung nicht geeignet. Seinen Wert erhält das Rohöl erst durch seine Verarbeitung bzw. Umwandlung in den Raffinerien.

Raffinerien sind die Fabriken der Mineralölindustrie. Sie unterscheiden sich jedoch deutlich von anderen Fabrikationsanlagen. Allein das äußere Bild einer Raffinerie mit der Vielzahl von Türmen, zylindrischen Behältern und zahllosen Rohrleitungen macht den besonderen Charakter dieser Produktionsstätte deutlich.

Ein weiterer grundlegender Unterschied zu anderen Fabriken besteht darin, dass in Raffinerien mit Öl und seinen Produkten nur Stoffe in flüssigem oder gasförmigem Zustand verarbeitet werden. Die Verarbeitungsverfahren weisen einen hohen Automatisierungsgrad auf. Vor allem dadurch ist die Aufrechterhaltung des stetigen Ablaufs der komplizierten Prozesse möglich. Regel-, Kontroll- und Messgeräte sind in Zentral- und Einzelanlagen zugehörigen Kontrollräumen zusammengefasst, in denen sie vom Anlagepersonal betreut werden. Von hier aus wird die Anlage „gefahren“, d.h. es werden Drücke, Temperaturen, Mengen, Flüssigkeitsstände und Qualitätsanforderungen vorgegeben und überwacht.

Rund 500 Mitarbeiter braucht eine Raffinerie mittlerer Größenordnung, von

denen ein Teil im Schichtbetrieb arbeitet. Ihre Aufgabe ist die Überwachung und Steuerung des kontinuierlichen Betriebs der verschiedenen Anlagen. Schichtbetrieb ist notwendig, weil eine Raffinerie, ähnlich wie eine Hochofenanlage, aus technischen Gründen das ganze Jahr über rund um die Uhr in Betrieb gehalten werden muss.

Neben den Verarbeitungsanlagen gehören Tank- und Transportanlagen sowie die Energieversorgung zum Gesamtkomplex der Produktionsstätte (siehe Abb. 5). Der größte Teil des Raffineriegeländes wird dabei von den Tanklagern eingenommen. Hier lagern sowohl Rohöle vor ihrer Verarbeitung als auch Fertigprodukte, die noch nicht verkauft worden sind. Denn während die Produktion im Zeitablauf nahezu konstant bleiben sollte, schwankt die Produktnachfrage z. B. als Folge saisonaler Einflüsse. Die Anlagenfahrweise, die Rohölaufuhr und Produktenabgabe bestimmt, wird von einer besonderen Betriebsabteilung (Prozesskontrolle) festgelegt.

Die Raffinerie verfügt über Laboratorien zur Überwachung der Qualitäten der Fertigprodukte. Verschiedene Werkstätten führen schließlich die unterschiedlichsten Reparaturen aus, eine Sicherheitsabteilung überwacht alle Maßnahmen der Arbeits- und Betriebssicherheit. Der Umweltschutzbeauftragte kontrolliert die Einhaltung der gesetzlichen und der lokalen Auflagen. Erste-Hilfe-Station, soziale Einrichtungen und Verwaltung vervollständigen die Raffinerie.

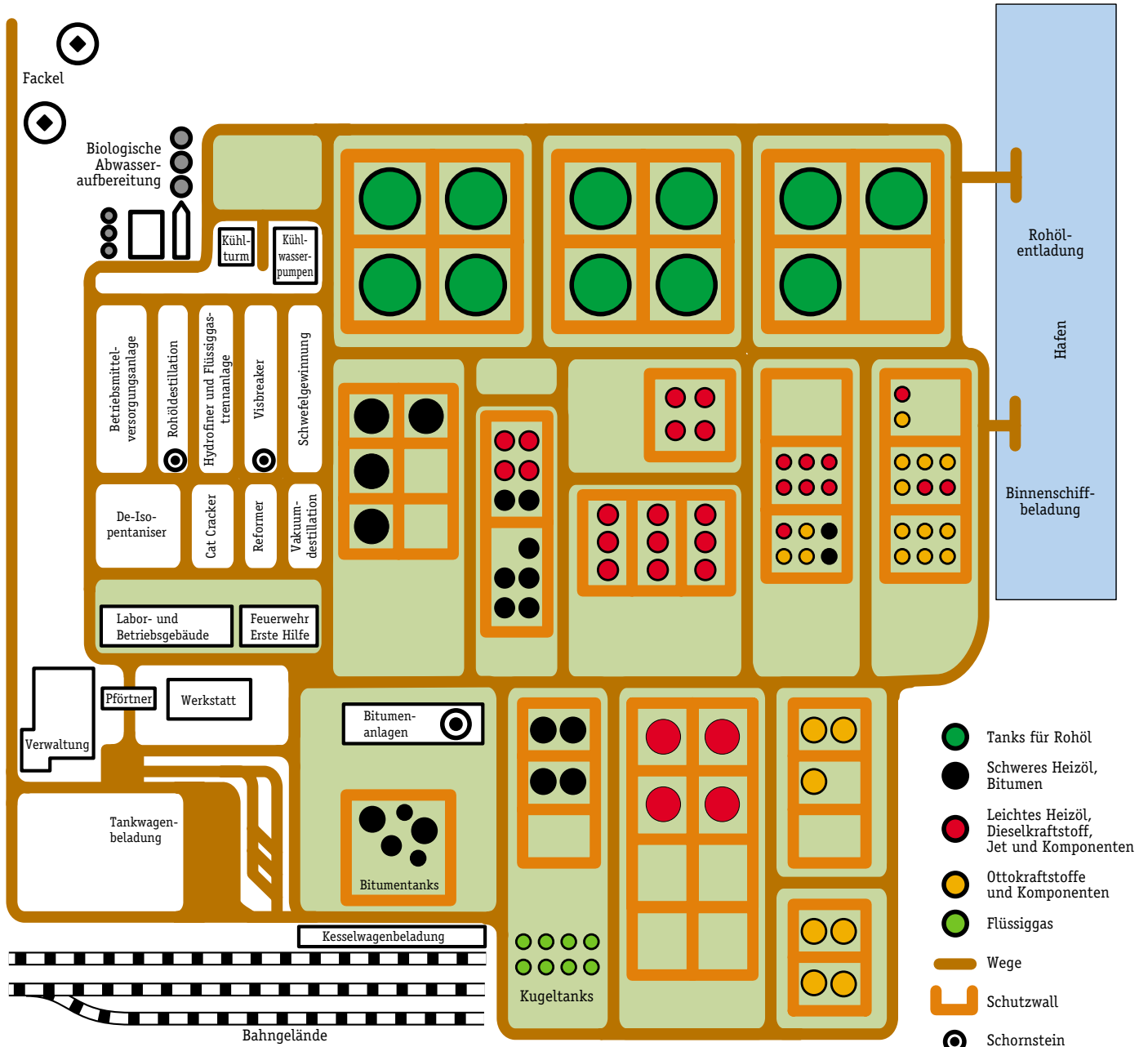
Letztlich sei noch auf die Fackel hingewiesen, die neben Tanks und Destillati-

onstürmen das äußere Bild einer Raffinerie mitbestimmt. Die Fackel ist für eine Raffinerie eine unbedingt notwendige Sicherheitseinrichtung. Bei der Rohölverarbeitung können aus unterschiedlichen Gründen gelegentlich zu hohe Drücke in den Prozessanlagen entstehen. Damit in solchen Fällen der Druck nicht so hoch wird, dass Behälter und Rohrleitungen platzen, muss der Überdruck durch Sicherheitsventile abgebaut werden können. Sicherheitsventile lassen das Produkt in Leitungen ab, die zur Fackel führen. Dort können die Gase, die bei Überdruck ausströmen, kontrolliert verbrannt werden. Durch Einrichtungen zur Fackelgasrückgewinnung wird der größte Teil der anfallenden Gase verflüssigt und wieder in den Verarbeitungsprozess rückgeführt oder in der Raffinerie für Feuerungszwecke genutzt. Am Fackelkopf ist daher selten mehr als eine kleine Zündflamme zu sehen.

Überhaupt sind Sicherheits- und Umweltschutzeinrichtungen heute – wenn auch nicht immer von außen erkennbar – ein wesentlicher Teil der Raffinerieanlage. Eine Vielzahl von Auflagen muss erfüllt werden: Grenzwerte für den Ausstoß („Emission“) von Luftschadstoffen gehören dazu, Maßnahmen zur Lärmbegrenzung, Anforderungen an die Beschaffenheit des Abwassers, besondere sicherheitstechnische Anforderungen an den Bau der Anlagen sowie die Installation von Messgeräten zur Feststellung der Emission und Messprogramme zur Feststellung luftverunreinigender Stoffe im Einwirkungsbereich der Raffinerien („Immissionen“).

Grundriss einer Raffinerie

Abb. 5



Der Umweltschutz im Raffineriebereich reicht von umweltschonenden Herstellungsverfahren, der Herstellung umweltverträglicher Produkte und der Überwachung der Betriebsanlagen einschließlich der Messprogramme bis hin zum Landschaftsschutz. In den letzten Jahren hat die Mineralölindustrie bis zu einem Drittel ihrer Investitionen für den Umweltschutz aufgewendet. *)

Die laufenden Betriebskosten für diese Anlagen schlagen mit jährlich etwa 500 Millionen Euro zu Buche.

*) Ausführliche Informationen enthält die MWV-Broschüre „Mineralöl und Umweltschutz“.

Raffineriekapazitäten

Die Kapazität der Raffinerien bemisst man im Allgemeinen nach der ersten Verarbeitungsstufe von Rohöl, der so genannten atmosphärischen oder Rohöldestillation (siehe Seite 22). Die Kapazität gibt an, wie viel Rohöl einer definierten Provenienz pro Zeiteinheit in der Destillationsanlage der jeweiligen Raffinerie verarbeitet werden kann.

Auf Grund von Veränderungen der Nachfrage wird eine Raffinerie jedoch mit wechselnder Auslastung gefahren werden müssen, d.h. es wird nicht immer die maximal mögliche Rohölmenge verarbeitet. Von Zeit zu Zeit sind Überholungsarbeiten an den technischen Einrichtungen der Anlagen notwendig, die zu Stillstandszeiten führen. Schließlich hängt die effektive Durchsatzkapazität einer Destillationskolonne auch

Raffineriekapazitäten und ihre Auslastung (in 1000 t)

Tabelle 1

	1980	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Kapazität der Rohölverarbeitung ¹⁾	170 880	109 450	100 765	104 750	104 750	108 050	109 840	111 540	112 940	113 240	113 850
Konversionsanlagen ¹⁾	32 335	37 915	40 905	45 490	45 670	42 290	45 502	46 402	46 372	46 806	48 065
– Katalytische Crackanlagen	9 650	12 620	12 655	14 700	14 700	16 660	18 196	18 196	17 766	17 930	18 030
– Hydrocracker	2 980	6 700	7 850	8 320	8 420	6 520	6 820	7 220	7 990	7 990	8 740
– Thermische Crackanlagen ²⁾	19 705	18 595	20 400	22 470	22 550	19 110	20 486	20 986	20 616	20 886	21 295
Verhältnis Konversionskapazität zu Rohölverarbeitungskapazität	18,9 %	34,6 %	40,6 %	43,4 %	43,6 %	39,1 %	41,4 %	41,2 %	41,1 %	41,3 %	42,2 %
Rohöldurchsatz	120 965	88 196	91 560	103 090	104 388	101 478	108 368	106 369	106 798	106 484	106 832
Auslastungsgrad in der Rohölverarbeitung ³⁾	70,2 %	74,5 %	91,1 %	92,1 %	99,7 %	98,0 %	100,3 %	95,5 %	95,3 %	94,3 %	93,8 %

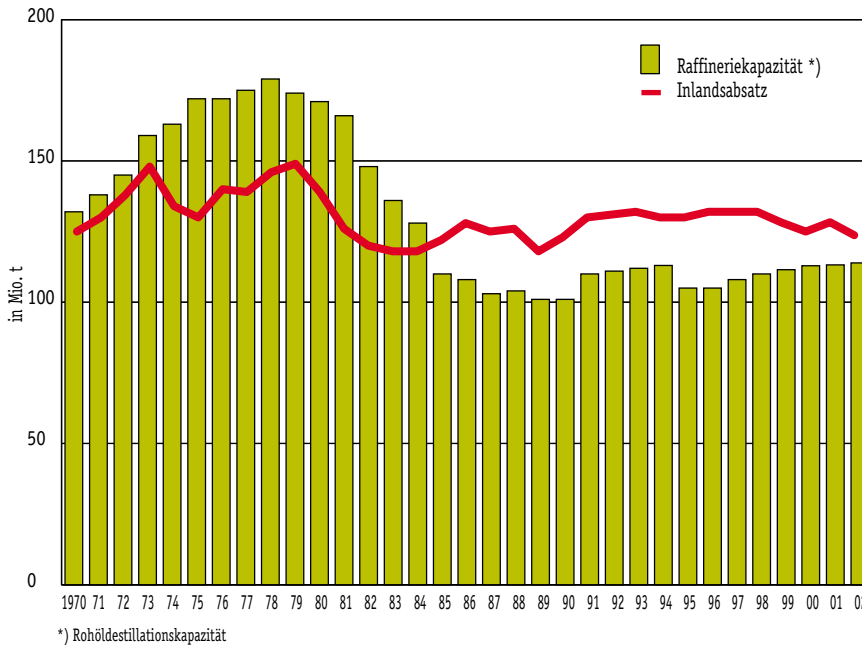
¹⁾ jeweils am Jahresende

²⁾ Visbreaker, allg. thermische Crackanlagen, Koker, Sonstige

³⁾ bezogen auf mittlere Jahreskapazität

Entwicklung der Raffineriekapazitäten und des Inlandsabsatzes in Deutschland

Abb. 6



von den Eigenschaften der eingesetzten Rohöle ab. Diese Faktoren führen dazu, dass die Nominalkapazität in der Regel nicht ausgenutzt werden kann. Insbesondere in den 80er Jahren sank der Auslastungsgrad zum Teil unter 60 % – eine Entwicklung, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

Die Veränderung der Raffineriekapazitäten in Deutschland war bis Mitte der 70er Jahre ein getreues Spiegelbild der wachsenden Bedeutung des Mineralöls im westdeutschen Energiemarkt. So stand 1960 eine Raffineriekapazität von 30 Millionen Tonnen einem Inlandsabsatz von knapp 28 Millionen Tonnen gegenüber; 1970 waren es 120 Millionen

Tonnen Rohölverarbeitungskapazität bei einem Absatz von 114 Millionen Tonnen. Der Auslastungsgrad der Raffinerien lag in diesem Zeitraum in der Regel zwischen 80 und 90 %.

Der Gleichschritt zwischen der Entwicklung der Raffineriekapazitäten und dem Mineralölmarkt in Westdeutschland hielt noch bis zum Jahre 1973 an. Der Inlandsabsatz stieg mit Wachstumsraten zwischen 4 und 7 % auf 134 Millionen Tonnen, die Kapazitäten der Rohölverarbeitung wurden weiter um 25 % auf 146 Millionen Tonnen ausgebaut. Die Investitionspolitik der Mineralöl verarbeitenden Industrie war somit angemessen auf die Bedürfnisse des Marktes ausgerichtet.

Die günstigen Bedingungen eines Wachstumsmarktes, der sowohl von der Angebots- als auch von der Nachfrageseite relativ gut überschaubar war, erleichterten diesen marktgerechten Ausbau der Verarbeitungskapazität. Mit der Ölkrise 1973/74 veränderten sich jedoch die Rahmenbedingungen des Marktes grundlegend.

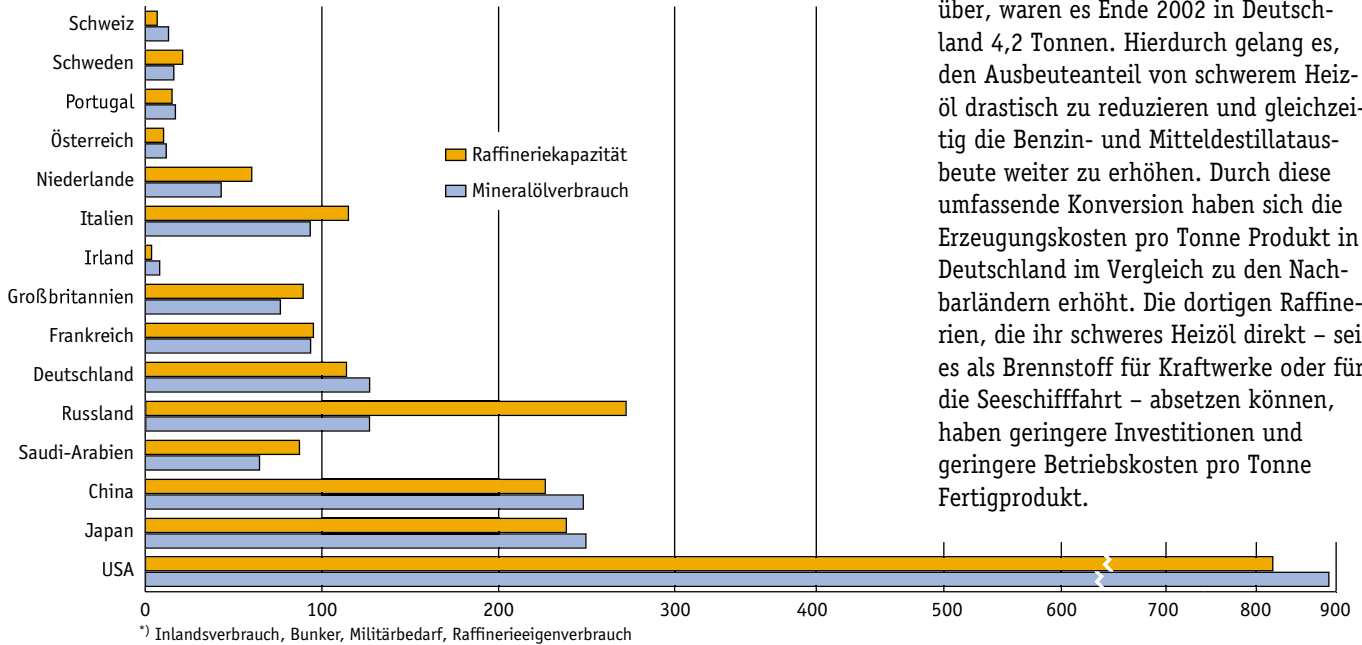
Wegen des rückläufigen Mineralölverbrauchs entstanden in Westdeutschland kurzfristig erhebliche Überkapazitäten in der Rohölverarbeitung. In den beiden Jahren nach der Ölkrise ging der Mineralölverbrauch um rund 20 auf 116 Millionen Tonnen zurück. Die Auslastung der Raffinerien von über 80 % im Jahre 1973 verringerte sich auf nur noch gut 60 % im Jahre 1975.

Die Folge war eine völlige Umorientierung der Investitionspolitik. Pläne für den Ausbau der Rohölverarbeitungskapazitäten wurden umgehend revidiert. Praktisch sind nach 1973 nur noch die bereits im Bau befindlichen Anlagen fertig gestellt worden. Hierdurch stieg allerdings die Verarbeitungskapazität noch einmal bis zum Jahre 1978 auf ein Durchsatzvermögen von knapp 160 Millionen Tonnen und erreichte damit in Westdeutschland seinen historisch höchsten Stand.

Die folgenden Jahre zeigten immer deutlicher, dass diese Kapazitäten auf Dauer nicht befriedigend beschäftigt werden konnten. Der Auslastungsgrad lag nach 1973 erheblich unter der angestrebten Durchschnittsauslastung von etwa 85 % und erreichte im Jahre 1982 mit 56,9 % seinen Tiefstand, obwohl bereits seit

Raffineriekapazitäten und Mineralölverbrauch*) ausgewählter Staaten 2002 (in Mio. t)

Abb. 7



Standen 1973 je 10 Tonnen Rohölverarbeitungskapazität in Westdeutschland 1,3 Tonnen Konversionskapazität gegenüber, waren es Ende 2002 in Deutschland 4,2 Tonnen. Hierdurch gelang es, den Ausbeuteanteil von schwerem Heizöl drastisch zu reduzieren und gleichzeitig die Benzin- und Mitteldestillatausbeute weiter zu erhöhen. Durch diese umfassende Konversion haben sich die Erzeugungskosten pro Tonne Produkt in Deutschland im Vergleich zu den Nachbarländern erhöht. Die dortigen Raffinerien, die ihr schweres Heizöl direkt – sei es als Brennstoff für Kraftwerke oder für die Seeschifffahrt – absetzen können, haben geringere Investitionen und geringere Betriebskosten pro Tonne Fertigprodukt.

1979 mit dem Abbau von Raffineriekapazität begonnen wurde (siehe Abb. 4 und 6).

Nicht nur die absolute Höhe der Mineralölnachfrage, auch ihre veränderte strukturelle Zusammensetzung beeinflusste die Entwicklung der Raffinerieanlagen.

So stand die Anpassung der Raffinerieausbeutestruktur nach 1973 im Vordergrund der Investitionsstrategie der Mineralöl verarbeitenden Industrie. Einerseits musste der Ausbeuteanteil an schwerem Heizöl erheblich stärker zurückgeführt werden als früher erwartet worden war. Zum anderen zeigte sich, dass es nicht mehr allein um die

Umwandlung von schwerem Heizöl in Mitteldestillate (Dieselkraftstoffe und leichtes Heizöl) ging, sondern dass zusätzlich der Ausbeuteanteil der leichten Produkte Motoren- und Rohbenzin erhöht werden musste, um der neuen Nachfragesituation Rechnung zu tragen.

Durch Umrüstung bestehender Destillationsanlagen und den Bau von Weiterverarbeitungsanlagen (Konversionsanlagen) – Technik und Möglichkeiten einzelner Anlagentypen werden auf Seite 24 ff. näher beschrieben – gelang es, die Raffinerieausbeute den Bedürfnissen des Marktes anzugleichen. Seit 1973 hat sich das Verhältnis von Rohöldestillations- zu Konversionsanlagen ständig verbessert.

Von den 1990 noch betriebenen vier Raffinerien in der ehemaligen DDR ist heute nur noch die in Schwedt in Betrieb, die den technischen und qualitativen Erfordernissen angepasst worden ist. Die zweite heute in Ostdeutschland arbeitende Raffinerie, die Total Raffinerie Mitteldeutschland in Spergau, ist der erste Raffinerieneubau in Deutschland seit mehr als zwei Jahrzehnten. Die Rohöldestillationskapazität beider Raffinerien zusammen belief sich Ende 2002 auf 21 Millionen Tonnen. Die westdeutschen Raffinerien verfügten Ende 2002 über Kapazitäten in Höhe von 93 Millionen Tonnen.

Raffineriestandorte

Neben der technischen Ausrüstung einer Raffinerie ist der Standort von entscheidender Bedeutung. Denn auf dem Weg von der Rohölquelle zum Verbraucher stellt die Raffinerie den Punkt dar, wo der breite Rohölstrom in eine Vielzahl kleinerer Produktenströme aufgefächert wird. Grundsätzlich gibt es bei der Wahl eines Raffineriestandortes zwei Möglichkeiten:

- Man errichtet die Raffinerie in der Nähe der Rohölvorkommen. Dadurch verkürzt man den Rohölweg, muss aber einen längeren Transport von einer Vielzahl von Fertigprodukten zu den Verbrauchsschwerpunkten in Kauf nehmen. Ein Beispiel hierfür wären Export-Raffinerien in Rohölförderländern. Zu diesen so genannten rohstofforientierten Raffinerien zählen aber auch Anlagen, die in den Einfuhrhäfen der Verbraucherländer importiertes Rohöl verarbeiten. Hierunter fallen die Anlagen an den Küsten Westeuropas, wie z.B. in Hamburg, Rotterdam, Marseille, Triest oder Genua.
- Die Raffinerien werden in der Nähe von Verbrauchszentren gebaut, was den Transportweg des Rohöls zu Gunsten einer Verkürzung der vielfältigen Produktenwege wesentlich verlängert. Derartige Anlagen bezeichnet man als verbrauchs-, absatz- oder marktorientiert.

Die Auslastung eines Transportmittels wie auch die Höhe der Transportkosten beeinflussen somit entscheidend die

Wahl eines Raffineriestandortes. Von Raffinerien, die in der Nähe der Rohölquellen bzw. in den Einfuhrhäfen arbeiten, muss die Verteilung der Fertigprodukte wegen der Vielzahl der Erzeugnisse und der Konsumpunkte durch zahlreiche kleinvolumige Transporte über größere Entfernungen erfolgen. Die Bündelung solcher Transporte ist nur in wenigen Fällen etwa durch Fertigprodukten-Pipelines möglich.

Liegt eine Raffinerie dagegen in einem Verbrauchszentrum, dann reduzieren sich die Transportwege für Fertigprodukte, und auf der anderen Seite ist es möglich, den mengenmäßig umfangreichen aber homogenen Rohöltransport durch den Einsatz von Tankern und Pipelines zu bündeln.

Die Standortorientierung am Konsum, wie sie sich auf Grund einer günstigeren Transportkostenkombination in der Regel anbietet, setzt aber auch voraus, dass die Höhe des Produktenverbrauchs im Umland ein Niveau erreicht, das mindestens die Auslastung einer Raffinerie minimaler Betriebsgröße ermöglicht. Daneben sollte die Ausbeutestruktur dieser Raffinerie eine möglichst hohe Übereinstimmung mit der jeweiligen Nachfragestruktur aufweisen. Ändern sich diese Faktoren bei bereits vorhandenen Raffinerien, ergeben sich negative wirtschaftliche Folgen.

Die Entwicklung der Raffineriestandorte ist auch historisch zu verfolgen. Bis Ende der 30er Jahre verarbeiteten die inländischen Raffinerien auf den deutschen Rohölfeldern in Niedersachsen und Schleswig-Holstein ausschließlich

einheimisches Rohöl. Drei Verarbeitungsanlagen standen in den Häfen Hamburg und Bremen, die insbesondere eingeführtes Rohöl verarbeiteten. Alle Standorte wiesen somit eine eindeutige Rohstofforientierung auf.

Nach dem Zweiten Weltkrieg wurden neue Anlagen im Bereich der Einfuhrhäfen Hamburg und Bremen errichtet, die dazu bestimmt waren, ausschließlich eingeführtes Rohöl zu verarbeiten. In dieser Phase, die bis Mitte der 50er Jahre andauerte, wurden auch die Raffineriekapazitäten im Ruhrgebiet ausgebaut, die aus den ehemaligen Kohlehydrierwerken entstanden waren. Mit dem Verkehrsweg Rhein und später einer Pipeline aus Rotterdam waren dort nahezu die gleichen günstigen Verbindungen zum Meer und damit zu den ausländischen Rohölquellen vorhanden.

Das starke Anwachsen des Mineralölverbrauchs und die überproportionale Zunahme des Heizölkonsums lösten dann Anfang der 60er Jahre die dritte Phase der Entwicklung bei den Raffineriestandorten aus. Die entstehenden Heizölverbrauchsschwerpunkte deckten sich im Wesentlichen mit denen des vorhandenen Kraftstoffbedarfs, wodurch die Voraussetzung für den Bau konsumorientierter Verarbeitungsanlagen gegeben war. Neben dem weiteren Ausbau der Raffineriekapazität im Ruhrgebiet, das auf Grund seiner Bevölkerungsdichte den größten Konsumschwerpunkt darstellt, bildeten sich zwei neue Raffineriezentren im Südwesten und Süden Deutschlands.

Raffinerien und ihre Standorte in Deutschland

Abb. 8



Raffinerien	Standorte	Rohölderstillationskapazität Mio. t	Vakuumdestillationskapazität Mio. t	Konversionskapazität Mio. t
Norddeutscher Raum				
1 Erdölwerk Holstein	Heide/Holstein	4,5	2,1	1,6
2 Total Bitumen Deutschland GmbH & Co.	Brunsbüttel/Holstein	—	1,0	—
3 Elbe Mineralölwerke Raffineriezentrum Hamburg-Harburg	Hamburg	5,1	2,5	1,7
4 Holborn Europa Raffinerie GmbH	Hamburg	4,7	1,0	1,2
5 Wilhelmshavener Raffinerieges. mbH	Wilhelmshaven	10,3	—	1,0
6 H & R Chemisch-Pharmazeutische Spezialitäten GmbH	Salzbergen	—	0,4	—
7 Erdöl-Raffinerie Emsland	Lingen/Ems	4,0	1,9	2,5
Westdeutscher Raum				
8 Ruhr Oel GmbH	Gelsenkirchen	12,9	5,4	7,1
9 Rheinland-Raffinerie Werk Godorf	Köln-Godorf	9,0	4,0	3,9
10 Rheinland-Raffinerie Werk Wesseling	Wesseling	7,3	2,8	3,5
Südwestdeutscher Raum				
11 Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH	Karlsruhe	14,9	7,2	7,6
12 Esso Raffinerie Ingolstadt	Ingolstadt	5,0	2,1	2,0
13 Bayernoil GmbH	Vohburg/Ingolstadt	12,0	4,4	5,2
14 OMV Deutschland GmbH	Burghausen	3,4	—	1,4
Ostdeutschland				
15 PCK Raffinerie GmbH Schwedt	Schwedt	10,5	5,5	5,3
16 Total Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Spergau	10,3	4,6	4,8
Gesamtkapazität		113,9	45,7^{*)}	48,1

^{*)} einschl. 0,8 Mio. t BP Schmierstoff GmbH, Hamburg

Im Industriegebiet am Oberrhein entstanden von 1962 bis 1966 fünf Raffinerien. Im Süden – im Raum Ingolstadt – wurde nur wenig später das dritte binnenländische Raffineriezentrum gebaut. Rohölpipelines von Marseille in den südwestdeutschen Raum (Karlsruhe/Mannheim) und von Genua und Triest nach Bayern (Ingolstadt/Burg-hausen) stellten die Versorgung dieser Raffineriezentren mit Rohöl sicher.

In den folgenden Jahren kamen keine weiteren Standorte hinzu, da die Entwicklung am Mineralölmarkt seit Anfang der 70er Jahre weder zusätzliche Kapazitäten noch neue Standorte verlangte. Hier bleibt allein der Ersatz der alten Bremer Raffinerie durch den Neubau in Wilhelmshaven zu erwähnen.

Ende 1978 – dem Jahr mit der höchsten Raffineriekapazität – entfielen 24 % (1950: 66 %) der westdeutschen Raffineriekapazität auf den Norden, während die Anteile des Westens 31 % (1950: 34 %), des Südwestens 26 % und des Südens 19 % ausmachten. In den folgenden Jahren wurden einige Raffinerien

geschlossen und in einer ganzen Reihe von Anlagen die Rohölestillationskapazitäten stillgelegt oder zumindest drastisch reduziert. Heute verteilt sich die Kapazität der 14 deutschen Rohöl verarbeitenden Raffinerien zu jeweils einem Viertel auf den Norden und Westen, zu 31 % auf den Süden und zu 19 % auf Ostdeutschland. Das vorhandene Netz der Raffinerien erlaubt auch heute noch eine konsumorientierte und flächen-deckende Versorgung des gesamten Landes. Es wird durch Tanklager ergänzt, die von den Raffinerien mit Schiff oder Kesselwagen und in Einzelfällen auch durch Produktenpipelines beliefert werden. (Siehe auch MWV-Publikation „Mineralölversorgung mit Pipelines“)

Anders verlief die Entwicklung in Ostdeutschland. In der damaligen DDR griff man nach dem Krieg zunächst auf die alten Hydrieranlagen (in Leuna und Krumpa) zurück, bis 1964 in Schwedt an der Oder eine speziell für die Rohölverarbeitung ausgelegte Raffinerie in Betrieb genommen wurde. Die Rohölversorgung erfolgte ausschließlich über eine Leitung aus der damaligen UdSSR.

Durch den Zuschnitt der Raffinerien – auch Leuna und Lützkendorf sowie Böhlen und Zeitz als weitere Verarbeitungsstandorte – auf diese eine Rohölqualität und durch eine vom Westen Deutschlands erheblich abweichende Absatzstruktur waren deutliche Unterschiede in der Anlagenausstattung der Raffinerien bedingt. Bei vergleichsweise geringer Kraftstoff- und Heizölproduktion lag das Schwergewicht auf der Herstellung petrochemischer Vorprodukte.

Der völlige Umbau der Raffinerie in Schwedt und der Bau einer neuen Raffinerie in Spergau (Leuna) haben auch in den neuen Bundesländern eine leistungsfähige und für die Zukunft gerüstete Mineralölverarbeitung entstehen lassen.

Die Kohlenwasserstoffe

Erdöl enthält eine Vielzahl verschiedenartiger Verbindungen, die im Wesentlichen aus Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H) bestehen. Daneben finden sich immer auch Verbindungen mit Schwefel, Stickstoff, Sauerstoff und Spurenelementen.

Die Bausteine dieser Verbindungen, die chemischen Elemente, unterscheiden sich außer in ihren allgemeinen chemi-

schen Eigenschaften auch durch ihre so genannte Wertigkeit, d.h. ihr Vermögen, sich mit einem oder mehreren Atomen zu Molekülen zu verbinden. Wasserstoff ist einwertig, d.h. ein H-Atom kann nur ein einziges Atom an sich binden. Der Kohlenstoff tritt immer vierwertig auf: z.B. CH_4 . Er bildet das Gerüst der Kohlenwasserstoffmoleküle, in denen die einzelnen C-Atome sich kettenförmig, verzweigt oder ringförmig aneinander reihen. Wenn die C-Atome miteinander einfach verbunden sind, spricht man

von gesättigten Kohlenwasserstoffen. Es kommen aber auch ungesättigte Kohlenwasserstoffe vor, in denen zwei C-Atome doppelt oder dreifach aneinander gebunden sind (so genannte Doppel- bzw. Mehrfachbindung).

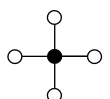
Je nach Art der Bindung der C-Atome aneinander unterscheidet man bei der Mineralölverarbeitung vier Hauptgruppen von Kohlenwasserstoffen: Paraffine, Olefine, Naphthene und Aromaten (siehe Abbildung 9).

Hauptgruppen der Kohlenwasserstoffe

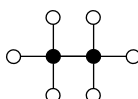
Abb. 9

Paraffine (Alkane)

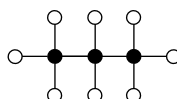
gesättigte Kohlenwasserstoffe mit gerader (Normal-Paraffine) und verzweigten (Iso-Paraffine) Ketten.



Methan CH_4

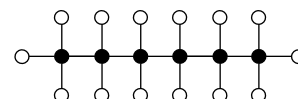


Ethan C_2H_6



Propan C_3H_8

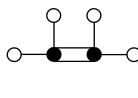
usw.



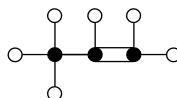
Hexan C_6H_{14}

Olefine (Alkene)

ungesättigte Kohlenwasserstoffe, reaktionsfreudiger als Paraffine und daher Grundstoffe für chemische Weiterverarbeitung

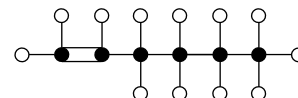


Ethen C_2H_4



Propen C_3H_6

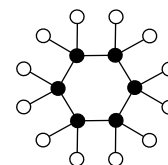
usw.



Hexen C_6H_{12}

Naphthene (Cycloalkane)

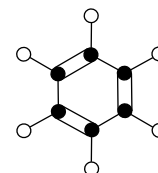
gesättigte Kohlenwasserstoffe mit Ringen aus meist fünf, sechs oder sieben Kohlenstoffatomen (auch Cyclo-Paraffine genannt), zeichnen sich durch Kältebeständigkeit aus.



Cyclohexan C_6H_{12}

Aromaten

Grundgerüst der Aromaten ist der besonders stabile Benzolring aus sechs Kohlenstoffatomen mit drei Doppel- und drei Einfachringen. Aromaten sind beständig gegen Temperaturen, besitzen gute Klopfestigkeit in Motoren und sind Ausgangsstoffe für die chemische Industrie.



Benzol C_6H_6

○ Wasserstoffatom (H) ● Kohlenstoffatom (C)

Die Paraffine

Paraffine (chemische Nomenklatur: Alkane) sind gesättigte Kohlenwasserstoffe. Bei ihnen sind die C-Atome entweder in einer geraden Kette (Normal-Paraffine) oder in einer Kette mit Verzweigungen (Iso-Paraffine) miteinander verbunden. Der einfachste Kohlenwasserstoff heißt Methan (CH_4). Er ist Hauptbestandteil des Erdgases. Danach folgt das gasförmige Ethan (C_2H_6). Die beiden nächst höheren Paraffine Propan (C_3H_8) und Butan (C_4H_{10}) sind unter Normalbedingungen ebenfalls gasförmig. Sie lassen sich aber durch verhältnismäßig geringen Druck verflüssigen und in Druckbehältern transportieren (Flüssiggas). Es folgen die Kohlenwasserstoffe Pentan, Hexan, Heptan, Oktan mit fünf bis acht C-Atomen, die flüssig sind. Höhere Normal-Paraffine ab 17 C-Atomen sind bei Umgebungstemperatur fest (Wachs).

Der einfachste gesättigte „verzweigte“ Kohlenwasserstoff ist das Iso-Butan. Iso-Paraffine unterscheiden sich von den Normal-Paraffinen nur in der Anordnung bzw. Struktur ihrer Atome, nicht aber in der Summenformel. Diese Verschiedenheit in der Struktur bedingt auch unterschiedliche chemische und vor allem physikalische Eigenschaften und bewirkt beispielsweise ein unterschiedliches Verhalten im Ottomotor.

Chemisch gesehen sind Paraffine in Folge ihres gesättigten Charakters wenig reaktionsfreudig. Ihre thermische Stabilität indes nimmt mit zunehmender Kettenlänge stark ab. Aus diesem Grund sind Dieselkraftstoffe mit hohem Paraffin-

anteil besonders zündfreudig, neigen aber zum Ausschleiden von festem Paraffin bei winterlich tiefen Temperaturen.

Die Olefine

Olefine (chemische Nomenklatur: Alkene) sind im Erdöl von Natur aus nicht vorhanden. Sie entstehen, teilweise gewollt, bei weiterverarbeitenden Prozessen wie den Crack-Verfahren (siehe Seite 24 ff.). Der einfachste ungesättigte Kohlenwasserstoff ist das gasförmige Ethen (C_2H_4 , auch Ethylen genannt). Die nächst höheren Olefine heißen Propen, Penten usw.

Die Olefine unterscheiden sich von den Paraffinen durch ihre Reaktionsfreudigkeit. Die so genannte Doppelbindung lässt sich durch Anlagerung reaktiver Substanzen leicht zu einer Einfachbindung aufspalten. Daher ist es möglich, mehrere diese Moleküle zu langen Ketten zu verbinden, die die Grundlage moderner Kunststoffe bilden. Deshalb sind vor allem Ethen und Propen bevorzugte Grundstoffe für die chemische Weiterverarbeitung (z.B. Polyethylen).

Die Naphthene

Die Naphthene (auch Cycloalkane genannt) sind, obwohl gesättigt, weitaus reaktionsfähiger als die Paraffine. Am häufigsten sind Ringe mit fünf, sechs oder sieben Kohlenstoffatomen. Doch gibt es auch Naphthene mit zwei oder mehreren Ringen und solche, bei denen am Ring ein oder mehrere Seitenketten hängen. Naphthenische Kohlenwasserstoffe zeichnen sich durch Kältebeständigkeit aus.

Die Aromaten

Das Grundgerüst der Aromaten ist ein besonders stabiler Ring (Benzolring) aus sechs Kohlenstoffatomen, der abwechselnd drei C-C-Doppel- und drei C-C-Einfach-Bindungen enthält (Benzolring). Mit dem aromatischen Ring können weitere Ringsysteme oder auch Seitenketten verbunden sein. Je nach der Stellung der Seitenketten zueinander am Benzolring gibt es verschiedene Isomere.

Die Struktur des Ringes gibt den Aromaten besondere Eigenschaften. So sind sie sehr beständig gegen hohe Temperaturen und zeigen eine gute Klopffestigkeit in Motoren. Einige haben einen aromatischen Geruch, dem diese Verbindungsklasse ihren Namen verdankt. Wegen ihrer chemischen Reaktionsfreudigkeit sind sie weit verbreitete Ausgangsstoffe für die chemische Industrie. Sie sind gute Lösungsmittel.

Das Erdöl

Erdöle unterscheiden sich nach ihrer Herkunft erheblich. Sie weichen in Qualität, Aussehen und spezifischem Gewicht voneinander ab. Manche von ihnen sind dünnflüssig und strohgelb, manche dickflüssig, beinahe schon fest und tiefschwarz, andere unterscheiden sich hauptsächlich im Schwefelgehalt. Dennoch haben sie eines gemeinsam: Sie bestehen fast ausschließlich aus Kohlenstoff und Wasserstoff in chemischer Verbindung.

Zerlegt man Erdöl in seine Elemente, so erhält man 83 bis 87 Gewichtsprozent

Kohlenstoff, 11 bis 15 Gewichtsprozent Wasserstoff, bis zu sechs Gewichtsprozent Schwefel sowie Spuren von Sauerstoff, Stickstoff und Metallen. Diese chemische Zusammensetzung, vor allem die Kohlenstoff/Wasserstoffbindung, ermöglicht theoretisch Millionen verschiedenartiger Molekülstrukturen. Ihre chemische Zusammensetzung und ihr Siedeverhalten können daher sehr unterschiedlich sein.

Sobald das Erdöl seiner Lagerstätte entnommen und für den Transport zu den Raffinerien vorbereitet worden ist, wird es als „Rohöl“ bezeichnet. Die in verschiedenen geographischen Regionen

geforderten Rohöle weisen bestimmte Charakteristika auf, nach denen sie als „Provenienzen“ zusammengefasst werden. So sind libysche Rohöle reich an Naphthenen und mexikanische Rohöle reich an Aromaten. Algerische Rohöle z.B. haben meist eine sehr niedrige Dichte, d.h. sie enthalten einen hohen Anteil leichtsiedender Kohlenwasserstoffe. Dagegen weisen venezolanische Rohöle einen großen Anteil an schwer verdampfenden Kohlenwasserstoffen auf und haben korrespondierend eine hohe Dichte.

Manche Rohöle haben einen niedrigen Schwefelgehalt (z.B. Rohöle aus Nigeria,

Produktausbeute einiger Rohölsorten

Abb. 10

	Libyen Zueitina	Großbritannien Forties	Mittelost Agha Jari	Mittelost Arabian Heavy	Mittelost Safariya
Gase	1 %	3 %	2 %	2 %	2 %
Benzin	22 %	19 %	20 %	15 %	13 %
Mitteldestillate (z. B. Heizöl EL)	39 %	37 %	30 %	26 %	25 %
Schwere Produkte (z. B. schweres Heizöl, Bitumen)	38 %	41 %	48 %	57 %	60 %
Dichte g/ml	0,817	0,840	0,855	0,887	0,890
Schwefel Gew. %	0,21	0,30	1,40	3,00	2,80
Preis	steigend				

Nordafrika und der Nordsee), während andere viel Schwefel enthalten (z.B. Rohöle aus Kuwait oder Venezuela).

Auf Grund der Lagerstättenstruktur des Erdöls und des Schifftransports enthält das in Raffinerien ankommende Rohöl Salzwasser, das zu Beginn der Verarbeitung abgetrennt werden muss.

Aus allen Rohölsorten lassen sich die meisten üblichen Mineralölprodukte herstellen (siehe Abb. 10), doch bedarf es dazu oft komplizierter technischer Verfahren.

Wie aus Abb. 11 hervorgeht, gibt es in der Raffinerie drei Hauptprozessgruppen: Trennung, Umwandlung und Nachbehandlung. Bei der Trennung (Destillation) wird das Rohöl aufgeheizt. Auf diese Weise werden Produkte mit verschiedenen Siedebereichen und damit unterschiedlichen Molekulargrößen gewonnen.

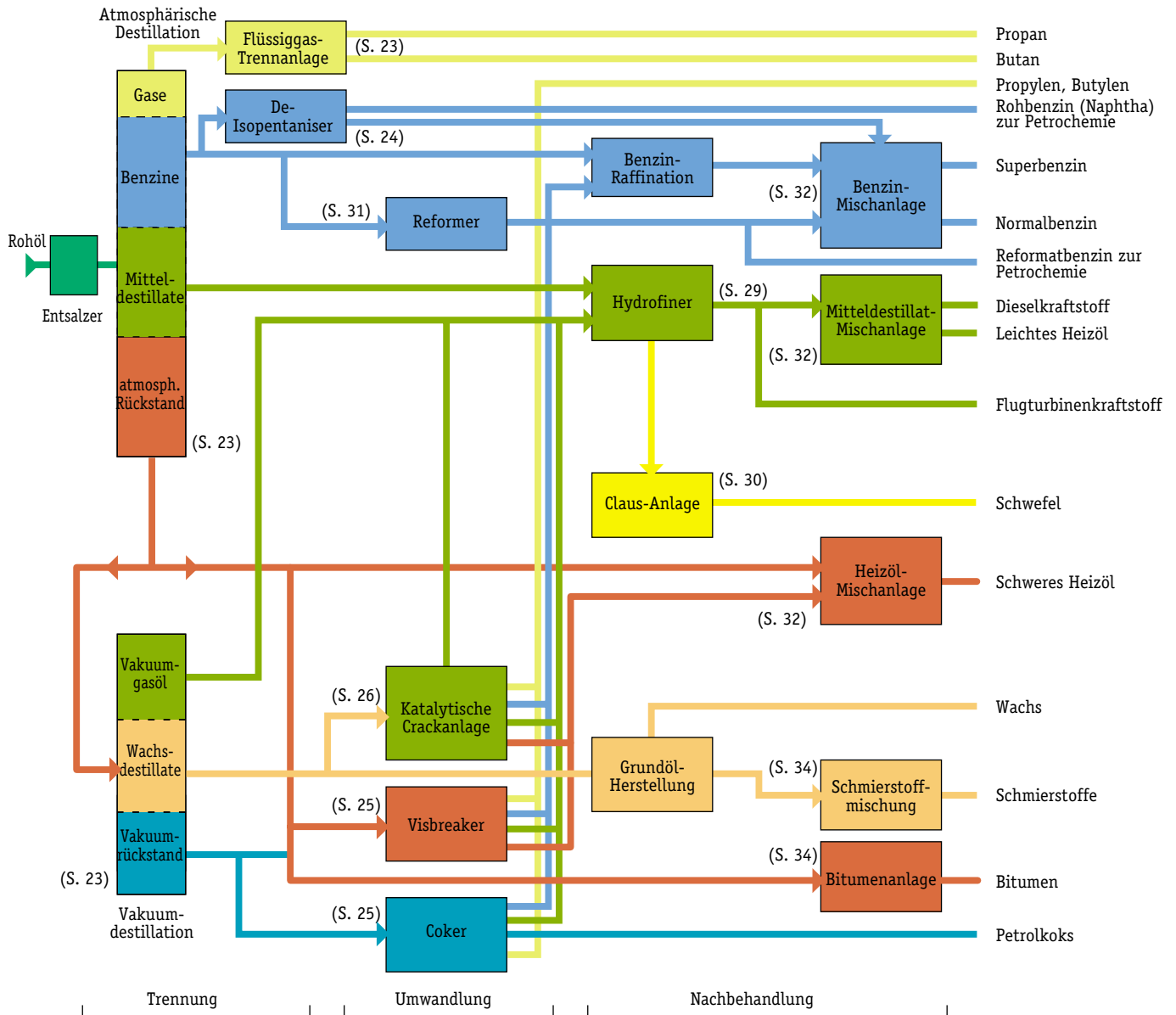
Bei der Umwandlung (Konversion) wird die Größe oder die Struktur der einzelnen Moleküle verändert. So werden z.B. in Crackanlagen große Moleküle zerbrochen (gecrackt), so dass aus dem Rohöl mehr Produkte mit niedriger Dichte gewonnen werden können als durch die reine Destillation.

Zuletzt werden bei der Nachbehandlung unerwünschte Produktbestandteile (z.B. Schwefel) entfernt und die Produkteigenschaften – wie z.B. Farbe, Geruch und Stabilität – verbessert. Hierzu gehört auch die Anpassung der Produkte an gesetzliche Auflagen z.B. des Umweltschutzes.

Die Abgrenzung zwischen den verschiedenen Raffinerieprozessen ist keineswegs starr, denn einige Prozesse führen zu mehr als einem Ergebnis. Durch Veränderung der Produktzusammensetzung in den verschiedenen Prozessen kann den Bedürfnissen des Marktes qualitativ und quantitativ Rechnung getragen werden.

Verarbeitungsschema einer Raffinerie ¹⁾

Abb. 11



¹⁾ Stark vereinfacht auf die wichtigsten Teilanlagen; auf Einzelbeschreibungen weisen die jeweiligen Seitenangaben hin

Die Destillation

Rohöldestillation

Der grundlegende Verarbeitungsprozess in einer Raffinerie ist die Rohöldestillation (siehe Abb.12). Dabei wird das Rohöl in verschiedene Fraktionen zerlegt (Fraktionierung).

Nachdem das Rohöl den Tank verlassen hat, wird zuerst in einem Entsalzer sein Salzgehalt reduziert. Dann wird das Öl in Wärmeaustauschern vorgewärmt und in den Röhrenöfen auf Destillationstemperatur aufgeheizt.

Im Hauptturm der Rohöldestillation erfolgt die Auftrennung in die einzelnen Produktgruppen, die durch ihre unterschiedlichen Siedebereiche gekennzeichnet sind. Rohbenzin siedet z.B. zwischen 35 und 180 °C, Mitteldestillate dagegen erst bei 170 bis 370 °C.

Das Dampf-/Flüssigkeitsgemisch trennt sich bei atmosphärischem Druck in den bis zu 50 m hohen Destillationstürmen auf. Die Dämpfe steigen in den Türmen, den „Kolonnen“, hoch. Je schwerer sie sind, desto schneller verflüssigen sie sich wieder.

Auf den Destillationsböden, die mit zahlreichen Öffnungen versehen sind, bilden sich dadurch Flüssigkeitsschichten. Nachströmende Dämpfe treten durch die Öffnungen und mischen sich mit den bereits kondensierten Bestandteilen.

Bei dieser intensiven Vermischung der leichteren und schwereren Anteile findet ein Austausch statt: Schwere Teile des aufsteigenden Stromes werden zurückgehalten und leichte, die noch in der Flüssigkeitsschicht sind, verdampfen wieder und steigen nach oben. Ein Teil der Flüssigkeit wird zur Verstärkung

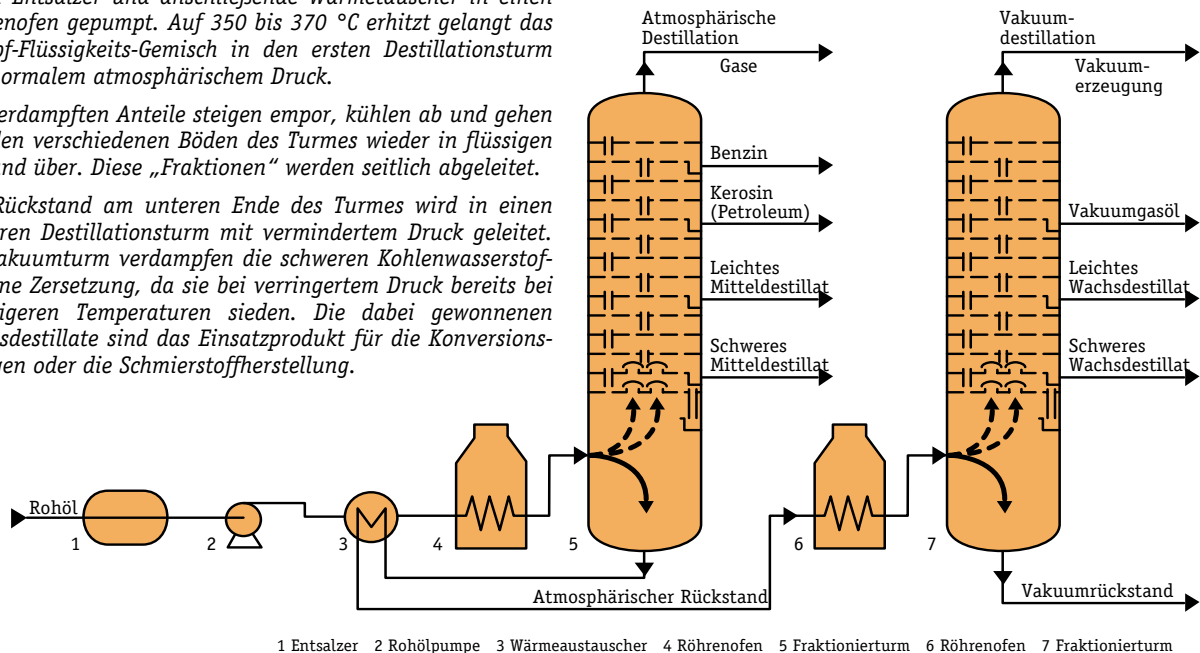
Destillation

Abb. 12

Bei der Destillation wird das Rohöl aus den Lagertanks über einen Entsalzer und anschließende Wärmetauscher in einen Röhrenofen gepumpt. Auf 350 bis 370 °C erhitzt gelangt das Dampf-Flüssigkeits-Gemisch in den ersten Destillationsturm mit normalem atmosphärischem Druck.

Die verdampften Anteile steigen empor, kühlen ab und gehen auf den verschiedenen Böden des Turmes wieder in flüssigen Zustand über. Diese „Fraktionen“ werden seitlich abgeleitet.

Der Rückstand am unteren Ende des Turmes wird in einen weiteren Destillationsturm mit vermindertem Druck geleitet. Im Vakuumturm verdampfen die schweren Kohlenwasserstoffe ohne Zersetzung, da sie bei verringertem Druck bereits bei niedrigeren Temperaturen sieden. Die dabei gewonnenen Wachsdestillate sind das Einsatzprodukt für die Konversionsanlagen oder die Schmierstoffherstellung.



1 Entsalzer 2 Rohölpumpe 3 Wärmeaustauscher 4 Röhrenofen 5 Fraktionierturm 6 Röhrenofen 7 Fraktionierturm

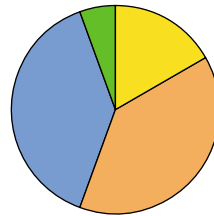
dieses Stoffaustausches wieder auf den nächst tieferen Destillationsboden zurückgeführt.

Ein Destillationsturm (Destillationskolonne) enthält eine beträchtliche Anzahl solcher Böden. Die leichtesten Produkte (Methan, Ethan, Propan, Butan) durchströmen die Destillationskolonne geradewegs und kommen am Kolonnenkopf gemeinsam als Gase an. Sie werden anschließend durch erneute Destillation wieder aufgetrennt (siehe „Flüssiggas-Trennanlagen“). Im Mittelteil des Turms werden von den betreffenden Böden die Mitteldestillate direkt abgeleitet. Die nicht verdampften schwersten Anteile fließen zum Boden der Kolonne und werden dort abgezogen.

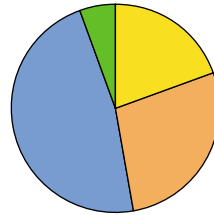
Aus den Rohöldestillationstürmen werden im allgemeinen folgende Grundprodukte oder „Fraktionen“ gewonnen: Raffineriegas, Flüssiggas und Rohbenzin am Kopf der Fraktionierkolonne, Mitteldestillate in der Mitte des Turmes und der Rückstand der atmosphärischen Destillation (so genannter atmosphärischer Rückstand) am Boden der Kolonne. Die Bezeichnung „Rückstand“ bedeutet in der Verfahrenstechnik, dass diese Fraktion bei den Arbeitsbedingungen nicht verdampft, sondern zurückbleibt. Mit der Destillation kann man Kohlenwasserstoffe aus dem Rohöl nur so herausholen, wie sie von Natur aus darin enthalten sind. Die Ausbeute an verschiedenen Produkten ist also im Wesentlichen nur durch die Verarbeitung verschiedener Rohölsorten – leichter oder schwerer – oder über die Verschiebung der Siedegrenzen steuerbar. Während die Wahl der Rohölsorte eine Frage der Ver-

Typischer Ausstoß einer Raffinerie

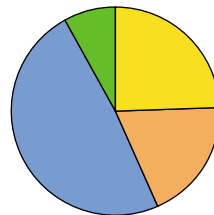
Abb. 13



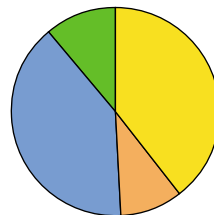
... ohne Konversion



... mit thermischer Crackanlage



... mit katalytischer Crackanlage



... mit Hydrocracker



fügarkeit und des Preises ist – leichte Rohöle sind wesentlich teurer und seltener als schwere –, macht man sich bei der Verschiebung der Siedegrenzen die Tatsache zu Nutze, dass die Trennung der einzelnen Kohlenwasserstoffgruppen in der Destillation Spielräume bietet. So gibt es im Grenzbereich zwischen den verschiedenen Kohlenwasserstoffgruppen, den „Schnitten“, Bestandteile, die sowohl dem einen wie dem anderen Schnitt zugeordnet werden können. Z.B. können etwa 3 bis 5 % des Mitteldestillatschnittes dem Benzin zugeschlagen werden. Das Gleiche ist beim Übergang vom Mitteldestillat zum schweren Heizöl möglich. Qualitätsanforderungen an die einzelnen Produkte setzen diesem Vorgehen allerdings enge Grenzen.

Vakuumdestillation

In der Vakuumdestillationsanlage wird der Rückstand aus der Rohöldestillation (atmosphärischer Rückstand) bei einem Druck von rd. 50 hPa nochmals destilliert. Dabei werden als Fraktionen gewonnen: Vakuumgasöl, das dem Mitteldestillat zugemischt wird, verschiedene Destillate für den Einsatz in Konversionsanlagen (siehe Seite 24 ff.) oder zur Erzeugung von Schmieröl (Spindelöl, Neutralöl, siehe Seite 34) und Vakuumrückstand als Heizöl- oder Bitumenkomponente.

Flüssiggas-Trennanlagen

Zu den Destillationsverfahren gehört auch die Flüssiggas-Trennanlage. Hier werden die Gase, die sich am Kolonnen-

kopf der Rohödestillation angesammelt haben, in zwei hintereinander geschalteten Destillationskolonnen voneinander getrennt. Im Deethanisierurm werden am Kopf die leichten Gase, hauptsächlich Methan und Ethan (Verwendung als Raffinerieheizgas) abgezogen.

Das Bodenprodukt vom Deethaniser wird in den zweiten Turm, den Depropaniser eingesetzt, wo am Kopf Propan (Destillat) und am Boden Butan (Rückstand) anfällt. Dabei wird unter Druck (5 bis 15 Bar) gearbeitet, so dass die beiden flüsiggase Propan und Butan flüssig abgezogen werden können.

De-Isopentaniser

Auch das Leichtbenzin aus den Rohödestillationsanlagen kann erneut destilliert werden. Dies geschieht im De-Isopentaniser. Dadurch gelingt es, Iso-Pentan mit einer Reinheit von rund 90 % zu gewinnen. Diese Komponente ist ein wichtiger Bestandteil vor allem des hochoktanigen Superbenzins.

Die Umwandlung (Konversion)

Die Ausbeutestrukturen, d.h. das Verhältnis der einzelnen aus einem bestimmten Rohöl erzeugten Produkte zueinander (siehe Abb. 10), sind – wie bereits dargestellt – durch die Destillation nur in engen Grenzen veränderbar. Man spricht daher von Kuppelproduktion.

Bedingt durch das relativ starre Spektrum der Kuppelproduktion ergeben sich Schwierigkeiten, eine wachsende Nachfrage nach Leichtprodukten bei sinkendem Bedarf an schweren Produkten zu befriedigen. Wenn die in der Destillation erzeugte Produktpalette die Nachfrage auf dem Markt nicht mehr decken kann, benötigt man zusätzliche Anlagen, in denen die weniger erwünschten schweren Bestandteile des Rohöls in leichtere umgewandelt werden können. Im Ergebnis soll ohne Mehreinsatz von Rohöl die Erzeugung des schweren Heizöls vermindert und gleichzeitig die Produktion an Benzin und/oder Dieselkraftstoff bzw. leichtem Heizöl vergrößert werden (siehe Abb. 13).

Solche Anlagen, die nach verschiedenen Techniken arbeiten, nennt man Konversionsanlagen. Konversion heißt Umwandlung – Umwandlung schwererer, langer Kohlenwasserstoffmoleküle in leichte, kürzere, indem man die langen Moleküle spaltet. Daher nennt man diesen Vorgang auch Cracken (Kracken) – abgeleitet von dem englischen Wort „to crack“ – zerbrechen oder spalten.

Man unterscheidet grundsätzlich drei Verfahrensarten beim Cracken. Thermi-

sches Cracken, katalytisches Cracken und Hydrocracken (siehe Tabelle 2, S. 28). Die optimale Verfahrenskombination richtet sich nach den vorhandenen Rohölen, den gewünschten Produkten und den wirtschaftlichen Voraussetzungen, denn die Betriebskosten der verschiedenen Crackverfahren sind sehr unterschiedlich. Generell sind die Verarbeitungskosten um so höher, je weiter die Ausbeuteanteile an leichten Produkten steigen.

Die verschiedenen Crackverfahren gehen von unterschiedlichen Einsatzprodukten aus: Destillate aus der Vakuumdestillation (siehe Seite 23) sind das bevorzugte Einsatzprodukt für den katalytischen Cracker und den Hydrocracker, während der Vakuumrückstand in thermischen Crackern und im Coker eingesetzt wird.

Thermisches Cracken

Das älteste und einfachste Konversionsverfahren ist das thermische Cracken. Hierbei wird der gewünschte Effekt durch kurze Überhitzung der eingesetzten Destillationsrückstände unter Druck erreicht. Hohe Temperaturen bringen die großen Moleküle in so starke Schwingungen, dass ab etwa 360 °C die Bindungen zwischen den Kohlenstoffatomen zerbrechen. Dieser Vorgang spielt sich in den Röhren eines Spaltofens ab. Temperatur – etwa 500 °C – und Verweilzeit im Crackofen werden so gewählt, dass ein möglichst hoher Umwandlungs- oder Crackeffekt erreicht wird.

Möglichst weitgehendes Cracken erfordert eine lange Verweilzeit, während sich bei kurzer Verweildauer des Einsatz-

produktes eine niedrigere Konversionsrate ergibt. Ergebnis des Crackens ist wiederum – wie bei der Rohöldestillation – eine Produktpalette, die von Gasen über Benzin und Mitteldestillat bis zu schwerem Destillationsrückstand reicht.

Zur Gruppe der thermischen Crackverfahren gehört das Visbreaken, eine milde Form des thermischen Spaltens. Dabei sind Druck (rd.15 Bar) und Temperatur (etwa 460°C) niedrig genug, damit auch der Rückstand aus der Vakuumdestillati-

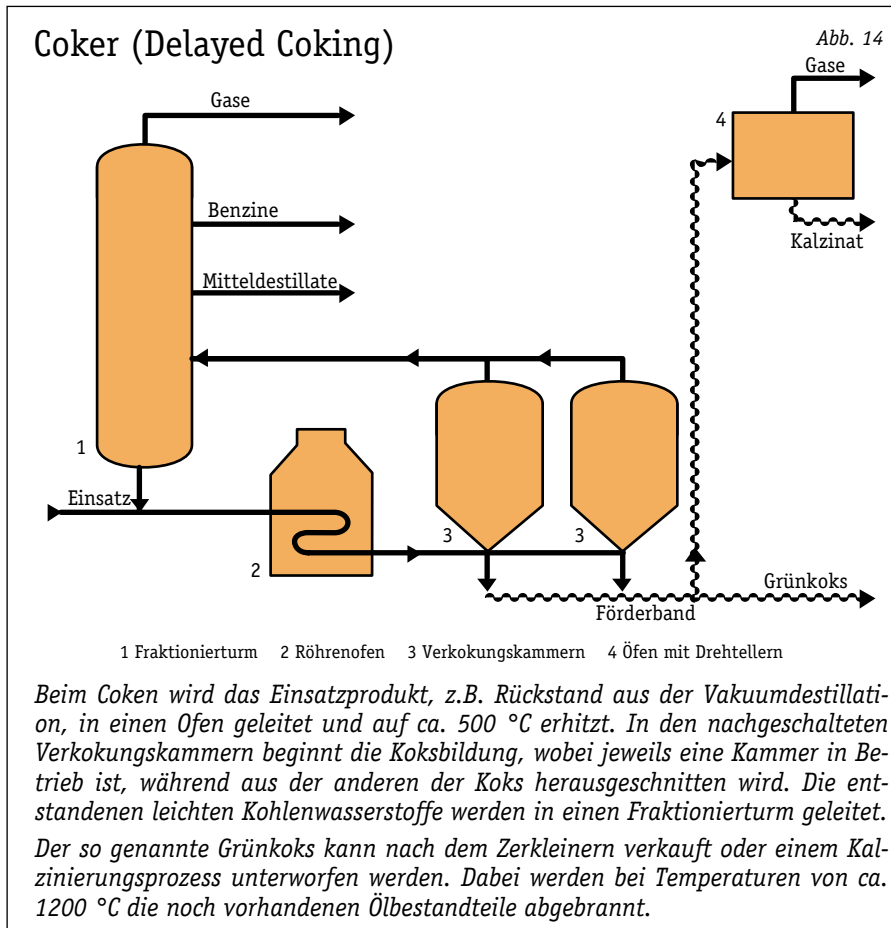
on direkt eingesetzt werden kann. Im Visbreaker werden diese Produkte leichtflüssiger. Dieses Verfahren wird somit angewandt, um die Viskosität (Zähflüssigkeit) schwerer Öle zu senken. Man spart damit Mitteldestillate, die den schweren Ölen andernfalls zugemischt werden müssten, um sie leichtflüssiger und damit verkaufsfähig zu machen. Letztlich fallen auch geringere Mengen an Benzin und Mitteldestillaten an.

Beim thermischen Cracken lagert sich Koks in den Röhren des Ofens und in nachgeschalteten Behältern ab. Thermische Cracker müssen daher regelmäßig gereinigt werden.

Coken

Vakuumdestillation und thermische Crackverfahren erzeugen Destillationsrückstände, die schwerer sind als das normale schwere Heizöl. Solche Rückstände können hohe Anteile von Schwefel-, Stickstoff- und Metallverbindungen enthalten, die eine katalytische Verarbeitung stark behindern würden.

Diese schweren Rückstandsöle können jedoch in einer weiteren Konversionsanlage, dem Coker, in Gase, Benzine, Mitteldestillate und vor allem Petrolkoks umgewandelt werden. Beim „Delayed-Coking“ (siehe Abb. 14) wird das Einsatzprodukt unter Druck in einen Ofen geleitet und auf etwa 500 °C erhitzt. Beim Austritt setzt die Koksbildung verzögert ein; sie läuft im Wesentlichen



Aschegehalt und Heizwerte

	Asche Gew %	Heizwert kJ/kg
Heizöl S	< 0,1	40.404
Petrolkoks	0,1–0,3	31.133
Steinkohlenkoks	7–11	28.650
Braunkohlenkoks	ca. 9	29.900

Typische Werte; auf Grund der Lagerstättenbedingungen sind erhebliche Schwankungen möglich; Quelle: DGMK 448-2; AG Energiebilanzen

erst in einer nachgeschalteten „Kammer“ ab. Die durch das Cracken entstandenen Dämpfe werden in einem Fraktionierturm destilliert, während der entstande-

ne Koks (Grünkoks) als Brennstoff direkt verkauft oder einem Kalzinierungsprozess unterzogen wird. Der kalzinierte Koks kann z.B. zur Herstellung von Elektroden verwendet werden.

Katalytisches Cracken

Ein wesentlich höheres Umwandlungsergebnis als beim thermischen Cracken erreicht man mit dem katalytischen Cracken. Der Spaltvorgang (siehe Abb. 15) erfolgt ebenfalls bei etwa 500 °C oder in Gegenwart eines Katalysators. Katalysatoren sind Stoffe, die die chemische Reaktion fördern oder beschleunigen, ohne sich selbst dabei zu verändern.

Beim katalytischen Cracken verwendet man meist staubförmige Katalysatoren wie z.B. synthetische Aluminiumsilikate, die sich in einem Dampf-Gas-Strom wie eine Flüssigkeit verhalten. Sie besitzen eine große Oberfläche (etwa 100m²/g). Als Einsatz kommen bei diesen Verfahren überwiegend Wachsdestillate in Frage, da der Katalysator beim Einsatz von Destillationsrückständen, die noch Schwermetalle aus dem Rohöl enthalten, seine Aktivität verlieren würde. Neue Katalysatorentwicklungen zielen darauf hin, auch das Cracken von Destillationsrückständen zu ermöglichen.

Auch beim katalytisch unterstützten Crackvorgang bildet sich Koks, der sich

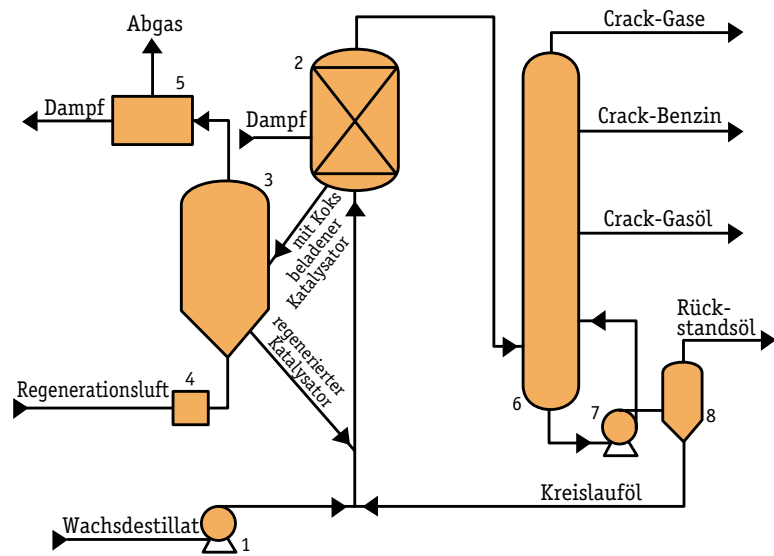
auf dem Katalysator absetzt und dem Katalysator seine Wirkung nimmt. Deshalb wird der Koks in einem nachgeschalteten Regenerator abgebrannt, so dass der Katalysator erneut verwendet werden kann. Die beim Abbrennen des Kokes entstehende Wärmeenergie ist der Energielieferant für den Crackprozess, weshalb der Koks als Produkt gerechnet werden kann.

Ergebnis des katalytischen Crackens ist ein Gemisch von Kohlenwasserstoffen, das vom gasförmigen Methan bis zum Schweröl reicht. Der eigentlichen Crack-Sektion ist daher ein Aufbereitungsteil mit Destillation, Flüssiggastrennung, Gasreinigung usw. nachgeschaltet. Mit

Katalytischer Fließbett-Cracker

Abb. 15

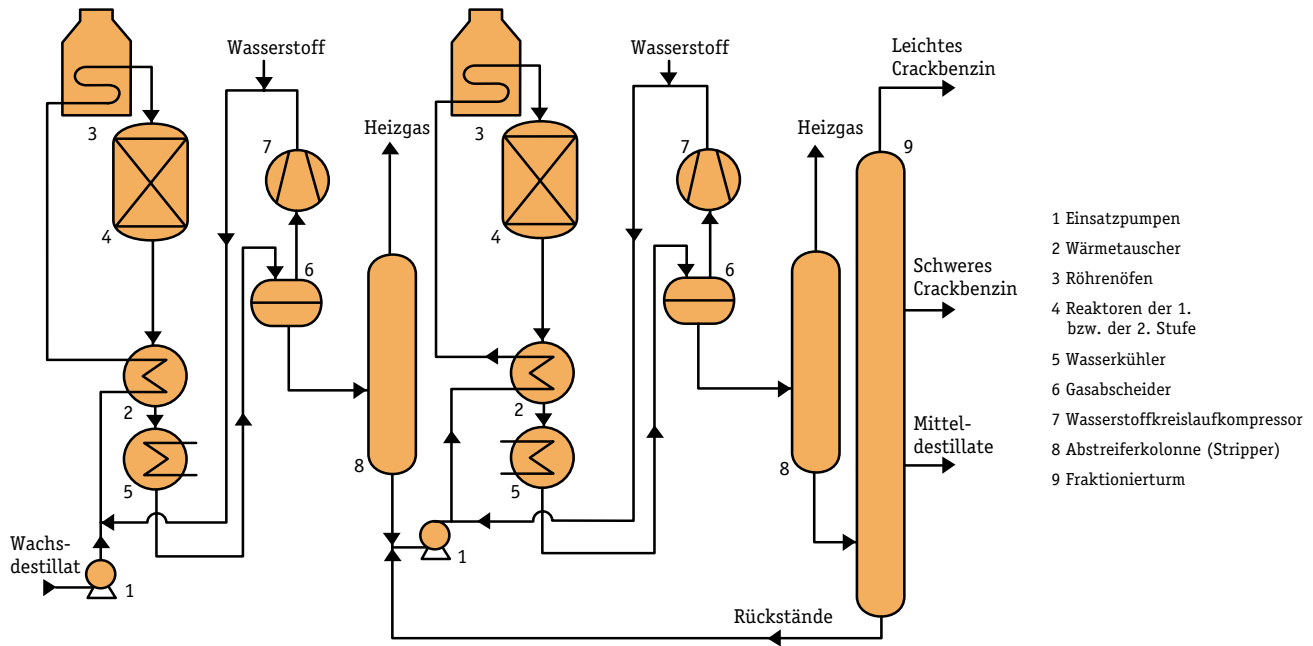
Als Einsatzprodukt für diesen Cracker wird Wachsdestillat verwendet, das hochsiedend kurz vor Eintritt in den Reaktor auf den erhitzten Katalysator trifft. Es verdampft sofort. Damit beginnt bereits der Spaltvorgang, der nach wenigen Sekunden bei Temperaturen zwischen 500 °C und 600 °C im Reaktor abgeschlossen wird. Die gecrackten Öldämpfe verlassen den Reaktor und werden in einem Trennturm in die einzelnen Produkte zerlegt. Bei dem Spaltvorgang wird der Katalysator mit Kohlenstoff beladen und verliert seine Aktivität. Aus dem Reaktor leitet man ihn in den Regenerator, wo mit Hilfe von Druckluft der Kohlenstoff abgebrannt wird. Der Katalysator ist dann wieder aktiv und steht erneut für das Verfahren zur Verfügung.



1 Einsatzpumpe 2 Reaktor 3 Regenerator 4 Gebläse
5 Dampfessel 6 Fraktionierturm 7 Pumpe 8 Katalysator-Absetzbehälter

Hydrocracker

Abb. 16



Beim Hydrocracken werden große Moleküle des Wachsendestillats in kleinere zerbrochen. Hierzu wird das Gasöl mit Wasserstoff vermischt, erhitzt und durch einen mit einem Festbettkatalysator versehenen Reaktor geschickt. Danach gelangen die Kohlenwasserstoffe in einen Abscheider, wo der überschüssige Wasserstoff abgetrennt und in den Kreislauf zurückgeführt wird. Nach Abtrennung der Gase wiederholt sich der Vorgang in der 2. Stufe. Im abschließenden Fraktionierturm werden die flüssigen Erzeugnisse aufgeteilt. Die schweren Rückstände, die nach der Fraktionierung verbleiben, können zum Ausgangspunkt der 2. Stufe zurückgeleitet werden und durchlaufen erneut die Anlage.

Hilfe des katalytischen Crackers wird nicht nur der Anteil von schwerem Heizöl vermindert, sondern auch gleichzeitig ein Teil des Schwefels entfernt, der im Einsatz enthalten war. Die Oktanzahl der Crackbenzine liegt bei 80 bis 85.

Hydrocracken

Das technisch eleganteste und flexibelste, zugleich aber von den Investitionen wie von den Betriebskosten aufwendigste Konversionsverfahren ist das Hydro-

cracken (siehe Abb. 16). Es handelt sich hierbei um ein katalytisches Spaltverfahren in Gegenwart von Wasserstoff bei einem Druck von 100 bis 150 Bar, das eine sehr weitgehende Umwandlung des Einsatzproduktes ermöglicht.

Die niedrig siedenden Benzine enthalten pro Kohlenstoffatom eine größere Zahl von Wasserstoffatomen als hochsiedende Kohlenwasserstoffe wie Schweröle. Sollen größere Mengenanteile des hochsiedenden Schweröls in niedrig siedende

Benzine umgewandelt werden, dann muss gleichzeitig mit dem Cracken an die gebildeten Molekülbruchstücke Wasserstoff angelagert werden. Dazu ist erhöhter Wasserstoffeintrag unter Hochdruck erforderlich. Hierdurch kann die Konversionsrate erheblich verbessert werden.

Das vorgewärmte Einsatzprodukt wird zusammen mit Wasserstoff durch einen oder mehrere Reaktoren geleitet, in denen mit Hilfe von Nickel-Molybdän-

Katalysatoren eine hydrierende Spaltung erfolgt. Anschließend trennt man die flüssigen Produkte von den gasförmigen und leitet den Restwasserstoff zusammen mit Frischwasserstoff wieder zum Anfang des Verfahrens zurück.

Das Hydrocracken hat den Vorteil, dass sich je nach Katalysator und Betriebsbedingungen die erwünschte Ausbeute in bestimmte Richtungen verschieben lässt. So kann man im Hydrocracker entweder fast überwiegend Benzin oder überwie-

gend Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl bei gleichzeitig geringem Benzinanteil gewinnen. Von Nachteil sind der hohe Wasserstoffbedarf und der hohe Druck, der z.B. 15 bis 20 cm starke Reaktorwände erfordert. Reaktoren, die diesen Anforderungen gewachsen sind, verursachen erhebliche Kosten. Die Versorgung des Hydrocrackers mit Wasserstoff erfordert meist den Bau einer eigenen Wasserstoffproduktionsanlage.

Zukünftige Entwicklung

Der anhaltende Trend der Nachfrage nach mehr leichten (Kraftstoffe) und weniger schweren (Heizöl S) Produkten sowie zunehmende Umweltauflagen sowohl an Raffinerie als auch an Verwerdungsanlagen beeinflussen die Weiterentwicklung der Konversionsanlagen. Zum Teil werden die bisher als Einzelbausteine der Raffinerieverarbeitung anzusehenden Konversionsverfahren durch Konversionskomplexe ergänzt

Konversionsanlagen

Tabelle 2

	Visbreaker	Thermischer Cracker	Coker	Katalytischer Cracker	Hydrocracker
Verfahrensmerkmale	mildes thermisches Cracken	mittleres thermisches Cracken	scharfes thermisches Cracken	scharfes katalytisches Cracken	scharfes katalytisches Cracken in Wasserstoffatmosphäre
Einsatzprodukt	Top-Rückstand ²⁾	Vakuumrückstand ⁴⁾	Vakuumrückstand ⁴⁾	Vakuumdestillat ³⁾	Vakuumdestillat ³⁾
Ø Ausbeute ¹⁾					zwischen
Gase	2 %	8 %	7 %	21 %	18 % und 7 %
Benzine	5 %	12 %	20 %	47 %	55 % und 28 %
Mitteldestillate	13 %	35 %	27 %	20 %	15 % und 56 %
HS-Komponenten	80 %	45 %	17 %	7 %	12 % und 11 %
Koks	-	-	29 %	5 % ⁵⁾	-
Nachbehandlung der Konversionsprodukte	ja	ja	ja	teilweise	nein
Flexibilität der Anlage	gering	gering	gering	mittel	hoch mit Katalysator
Besonderheiten	dient hauptsächlich zur Senkung der Viskosität schwerer Rückstandsöle		erzeugt Petrolkoks als festes Produkt	Cracken in Gegenwart eines Katalysators (z.B. Aluminiumsilikate) teilweise Entschwefelung	hohe Betriebskosten und ungünstige CO ₂ -Bilanz durch hohen Wasserstoffverbrauch

¹⁾ bezogen auf das Einsatzprodukt (Durchschnittsangaben)

³⁾ Ergebnis der Vakuumdestillation

⁵⁾ zur Energieerzeugung verbrannt

²⁾ Destillationsrückstand, der bei der atmosphärischen Destillation von Rohöl anfällt

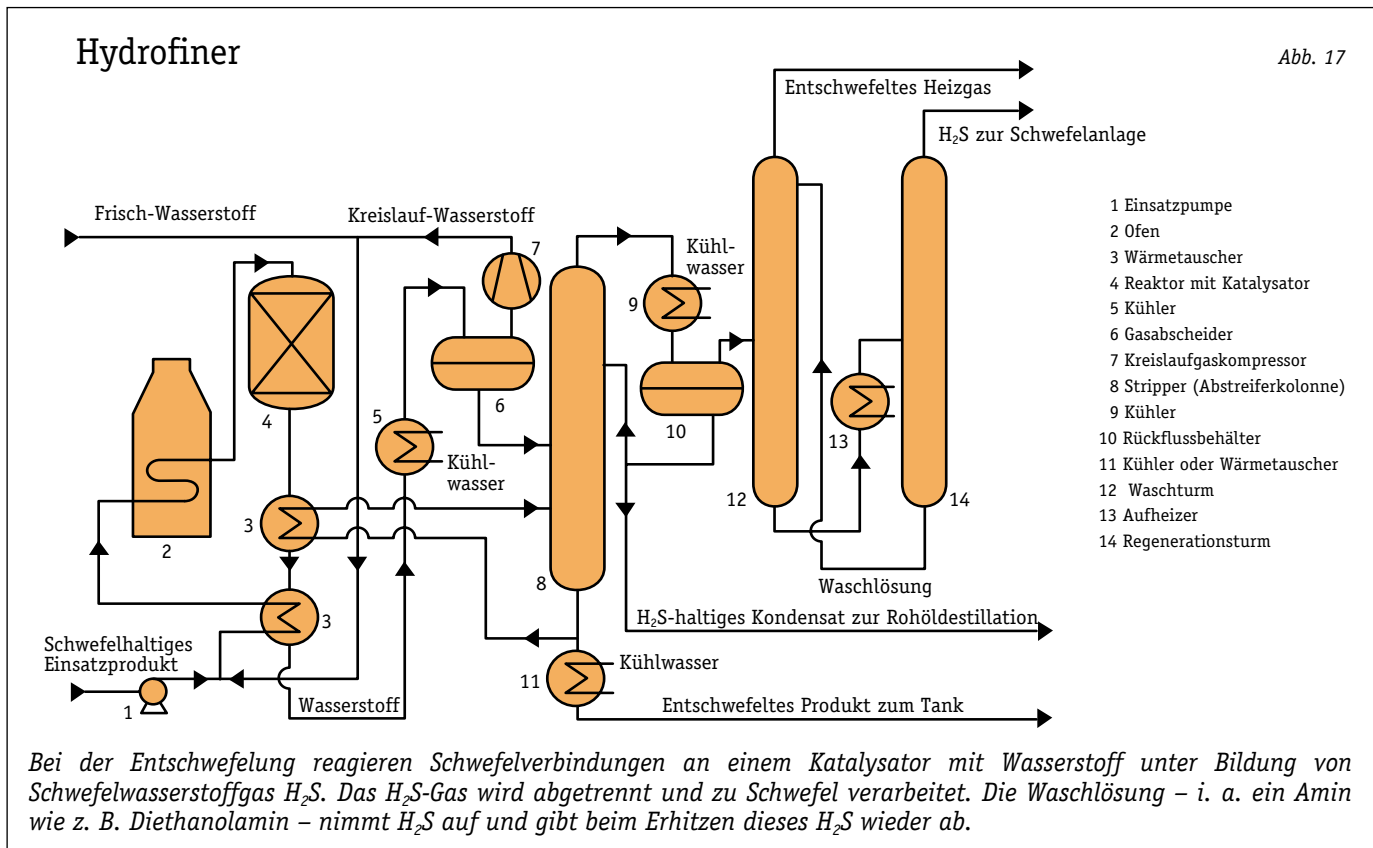
⁴⁾ Destillationsrückstand (Bodenprodukt) der Vakuumdestillation

oder ersetzt, die zusätzliche Komponenten enthalten, wie z. B. katalytische Entmetallisierung, Rückstandshydrierung oder Rückstandsvergasung. Der Investitionsaufwand ist wesentlich höher als für alle bisherigen Einzelanlagen in Raffinerien, so dass eine solche Umstellung nur zögernd erfolgt. Der Vorteil liegt in einer sehr flexiblen Verarbeitung praktisch ohne schwere Produkte – unabhängig von der Qualität des eingesetzten Rohöls.

Nachbehandlung und Veredelung

Häufig entsprechen die durch die verschiedenen Verarbeitungsverfahren gewonnenen Produkte noch nicht der geforderten Qualität. So sind z.B. die mit dem bisher beschriebenen Verfahren hergestellten Benzine nicht als Kraftstoffe für Ottomotoren geeignet. Sie müssen in weiteren Prozessanlagen veredelt werden (siehe Seite 31). Des Weiteren muss Benzin, Kerosin und Mitteldestillaten der unerwünschte Schwefel entzogen werden (siehe Seite 30). Die

Ausgangsprodukte zur Schmierölherstellung müssen mit Hilfe von Lösungsmitteln von Aromaten und durch Kältebehandlung von langkettigen Normalparaffinen (Wachsen) befreit werden (siehe Seite 34). Letztlich entstehen die verkaufsfertigen Mineralölprodukte erst im letzten Schritt in der Mischanlage (siehe Seite 32), wo sie aus z.T. bis zu zwölf „Komponenten“ nach ständig neu anzupassenden Rezepturen gemischt werden. Damit wird die Auslieferung von Produkten gleichbleibender Qualität aus ständig wechselnden Rohölen und verschiedenen Verfahren garantiert.



Entschwefelung (Hydrofiner/Hydrotreater und Clausanlage)

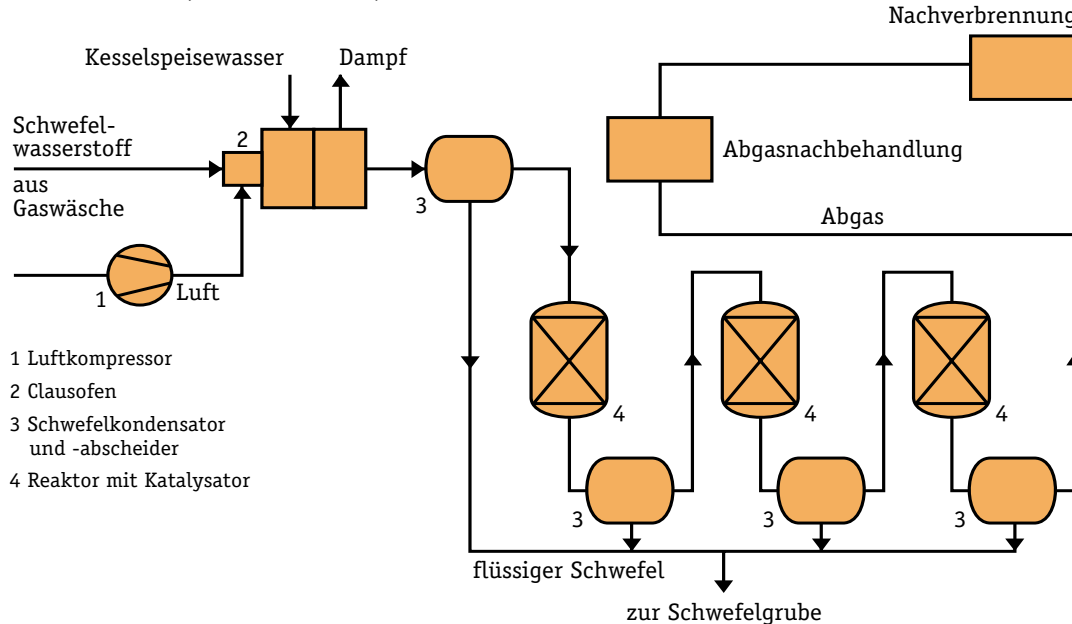
Schwefel ist ein natürlicher Bestandteil des Erdöls. Je nach geographischer Herkunft des Rohöls liegt der Schwefelgehalt zwischen einigen Zehntel Prozent (Nordsee, Nordafrika) und mehreren Pro-

zenten (Arabien, Russland, Südamerika). Die Anforderungen an den Schwefelgehalt der Mineralölprodukte sind im Laufe der Zeit ständig gestiegen und lassen sich bei den Destillaten – Flüssiggas, Benzine, Dieselkraftstoff und Heizöl EL – nur durch Entschwefeln erfüllen. Dies geschieht im Hydrofiner, einer der wichtigsten Raffinationsanlagen (siehe Abb. 17).

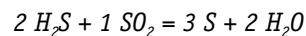
Das Produkt – z.B. Benzin oder Heizöl – wird zunächst mit Wasserstoff vermischt und erhitzt. Das heiße Gemisch leitet man in einen Reaktor, der mit einem Katalysator gefüllt ist. Dort verbinden sich bei einer Temperatur zwischen 300 und 400 °C über dem Katalysator der Schwefel aus dem schwefelhaltigen Produkt mit dem Wasserstoff zu Schwefelwasserstoff. Das gereinigte Produkt, der

Schwefelanlage (Clausanlage)

Abb. 18



Schwefelwasserstoff H_2S bildet beim einfachen Verbrennen mit Luft Schwefeldioxid SO_2 . In der Schwefelgewinnungsanlage erfolgt im Ofen nur eine Teilverbrennung, bei der von drei Teilen H_2S nur ein Teil zu SO_2 umgesetzt wird. Die entstehende Mischung aus zwei Teilen H_2S und einem Teil SO_2 reagiert schon im Ofen, aber vor allem im Reaktor an einem Bauxitkatalysator nach der chemischen Gleichung



zu Schwefel und Wasser. Der Schwefel ist flüssig und wird in einer Schwefelgrube (= Tank) gesammelt. Die drei hintereinander geschalteten Reaktoren bewirken einen fast vollständigen Ablauf ($\geq 96\%$) dieser Reaktion. Die bei der Reaktion frei werdende Energie wird zur Dampferzeugung genutzt. Durch Abgasnachbehandlungsanlagen wird die Entfernung von Schwefelwasserstoff fast vollständig erreicht.

entstandene Schwefelwasserstoff und übrig gebliebener Wasserstoff werden im nächsten Schritt getrennt. Der Wasserstoff kehrt an den Ausgangspunkt des Verfahrens zurück, während der Schwefelwasserstoff in der nachgeschalteten Clausanlage zu elementarem Schwefel umgesetzt wird.

Durch das Hydrofinieren wird aber nicht nur der Schwefelgehalt in den Produkten herabgesetzt, also ein Beitrag zur Luftreinhaltung geleistet, sondern auch die Produktqualität verbessert. So wird beispielsweise die Zündwilligkeit von Dieselmotoren heraufgesetzt. Für den praktischen Fahrbetrieb bedeutet dies geringere Korrosion, Verringerung der Rückstandsbildung im Verbrennungsraum und geringerer Verschmutzungsgrad der Motorenöle bei Kaltfahrbetrieb.

Der im Hydrofiner, aber auch bei vielen anderen Verarbeitungsvorgängen in der Raffinerie anfallende Schwefelwasserstoff – das Gas, nach dem auch faule Eier riechen – wird in der Clausanlage zu elementarem Schwefel und Wasser verbrannt (siehe Abb. 18). Der so erzeugte Schwefel ist gelb, fest und geruchsfrei. Die Schwefelgewinnung der Mineralölverarbeitung befriedigt einen großen Teil des Schwefelbedarfs der chemischen Industrie, die daraus vor allem Schwefelsäure für die Düngemittelproduktion herstellt.

Reformieren

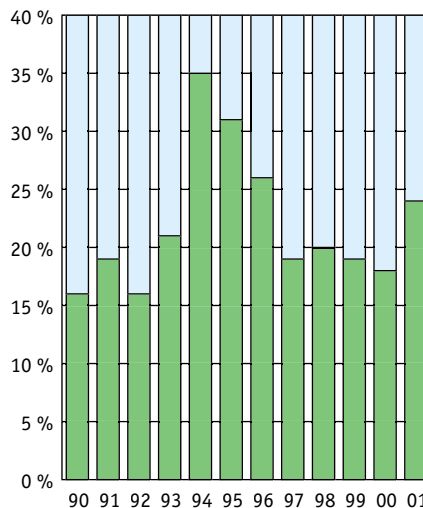
Das Rohbenzin aus der atmosphärischen Destillation hat eine so niedrige Klopfestigkeit (Oktananzahl 40 bis 60), dass es auch durch Vermischung mit anderen

Komponenten nicht für die Herstellung von Ottokraftstoff (Oktananzahlanforderung etwa 95) verwendet werden kann.

Beim katalytischen Reformieren (siehe Abb. 20) werden an einem Platinkatalysator die Molekülstrukturen des Rohbenzins so verändert, dass die Oktananzahl auf 95 bis 100 ansteigt. Dabei entstehen aus gradkettigen Paraffinen z. T. Iso-Paraffine, in größerem Umfang jedoch – wie auch aus ringförmigen Paraffinen (Naphthenen) – Aromaten und Wasserstoff.

Anteil der Umweltschutzinvestitionen an den Gesamtinvestitionen der Mineralölindustrie

Abb. 19



Das Reformatbenzin bildet mit 30 bis 50 % Anteil nicht nur den Hauptbestandteil des Ottokraftstoffs, die Wasserstoffherzeugung der Reformieranlagen ist

die Voraussetzung für die katalytische Entschwefelung von Benzin, Dieselmotoren und Heizöl EL. Eingriffe des Gesetzgebers in diese sorgfältig ausgewogene Verarbeitungsstruktur führen zu negativen Auswirkungen auf Effizienz, Kosten und Wasserstoffversorgung der Raffinerien und zu zusätzlichem Energieverbrauch. Das Europäische Auto/Öl-Programm, das neue Anforderungen an Kraftstoffe und an die Abgasemission von Fahrzeugen festlegt, verlangt u.a. die Absenkung des bisher nicht limitierten Aromatengehaltes in Ottokraftstoffen auf 35 % ab 2005. Bei hohen Kosten in den Raffinerien führt diese Begrenzung in modernen Fahrzeugen mit Abgaskatalysator nur zu einer geringen Emissionsminderung.

Neue Kraftstoffkomponenten

Die umweltpolitischen Beschlüsse des Jahres 1998 in Europa über die künftigen Kraftstoffqualitäten erfordern eine erhebliche Umstrukturierung der herkömmlichen Verarbeitungsverfahren in den Raffinerien. Minderungen der Kfz-Emissionen führen dabei zu zusätzlichen Emissionen aus den Raffinerieanlagen. Das gilt für

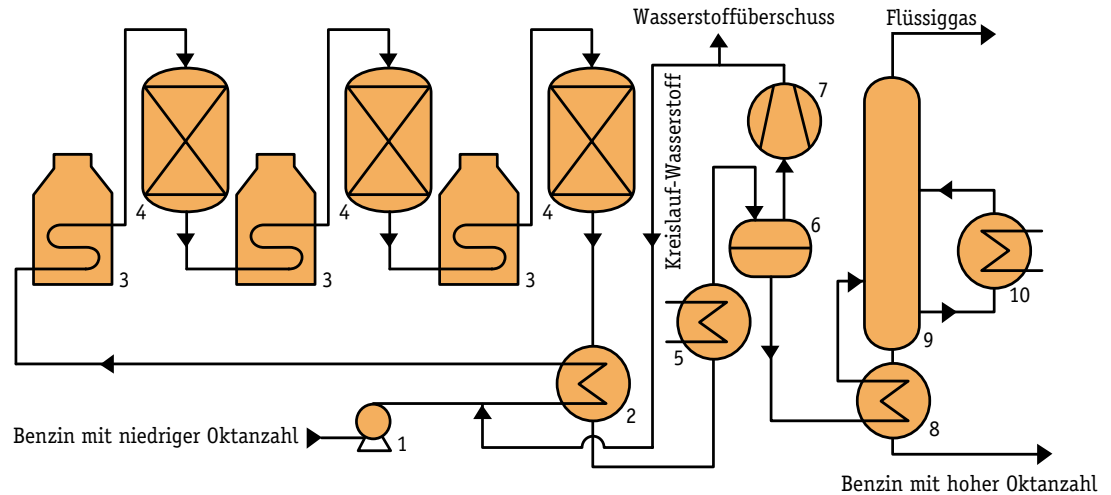
- Dampfdruckbegrenzung im Sommer,
- Begrenzung des Olefingehaltes,
- Begrenzung des Aromatengehaltes.

Alle drei Schritte führen zu einem erheblichen Verlust an Klopfestigkeit, der durch neue Komponenten (Isoparaffine, MTBE, Alkylat) ausgeglichen werden muss. Erforderlich sind dazu in der Raffinerie zusätzliche Verarbeitungsanlagen,

Reformer

Abb. 20

- 1 Einsatzpumpe
- 2 Wärmeaustauscher
- 3 Röhrenofen
- 4 Reaktoren
- 5 Wasserkühler
- 6 Gasabscheider
- 7 Wasserstoff-Kreislaufkompressor
- 8 Wärmeaustauscher
- 9 Abtrennkolonne für Flüssiggas (Stabiliser)
- 10 Aufkocher



Im Reformer wird Benzin aus der Destillation erneut erhitzt und unter Druck in mehrere, hintereinander geschaltete Reaktoren geleitet. Hier verlieren die niedrigoktanigen Moleküle einige ihrer Wasserstoffatome in Gegenwart eines Platinkatalysators und werden zu hochoktanigen Benzinmolekülen.

Als Nebenprodukt fällt Wasserstoff an, der in einem Gasabscheider abgetrennt und teils in den Kreislauf zurückgeführt, teils zu anderen Verarbeitungsanlagen geleitet wird. Das „Reformatbenzin“ wird in einem weiteren Trennturm in Gas und Benzin aufgeteilt.

mehr Wasserstoff, mehr Energie und als Folge höhere Emissionen an CO₂ und Verbrennungsschadstoffen (NO_x, CO).

Mischanlagen

Flüssiggas oder Flugturbinentreibstoffe (Jet A 1) erhält man aus den Verarbeitungsanlagen (Destillation, Entschwefelung) in verkaufsfähiger Qualität. Ottokraftstoff (Motorenbenzin), Dieseldkraftstoff und Heizöle müssen hingegen aus mehreren Komponenten gemischt werden, um die Qualitätsanforderungen erfüllen zu können.

Diese Mischvorgänge aus acht bis zwölf Komponenten nach ständig neu anzupassenden Rezepturen erlauben die Auslieferung von gleichbleibender Qualität trotz ständig wechselnder Rohölsorten und der Herkunft der Vorprodukte aus den verschiedensten Raffinerieverfahren. Zur Erzielung bestimmter Eigenschaften werden Additive – Zusatzmittel oder Wirkstoffe – zugesetzt. Dies sind z.B. beim Motorenbenzin Stoffe zur Verhinderung von Ablagerungen im Einlasssystem und zur Vermeidung von Reaktionen mit dem Luftsauerstoff bei längerer Lagerung; bei Dieseldkraftstoff dienen

Additive der Schaumvermeidung, Geruchsminderung und Kältbeständigkeit.

Das richtige Mischverhältnis setzt genaue Kenntnisse darüber voraus, wie die Verbrennungsvorgänge ablaufen. Die großen Mineralölgesellschaften führen hierzu Untersuchungen in ihren eigenen Forschungsstätten durch.

Zur Verdeutlichung sei darauf hingewiesen, dass aus denselben acht bis zwölf Benzinkomponenten die für den Kraftstoffmarkt heute erforderlichen Benzin-sorten erzeugt werden müssen:

- Normal unverbleit (bleifrei),
- Super unverbleit,
- Super Plus unverbleit.

Bei allen drei Sorten unterscheiden sich zudem Sommer- und Winterqualität, um den Witterungsverhältnissen Rechnung zu tragen. Seit 2000 ist zusätzlich eine Übergangsqualität für Herbst und Frühjahr vorgesehen. Bei jeder einzelnen Benzinmischung müssen nicht nur alle Anforderungen an die Qualität erfüllt werden, es muss auch ein Gleichgewicht zwischen der Menge und dem Verhältnis der verwendeten Komponenten und dem abgelieferten Fertigprodukt gewahrt werden. Da der Tankraum der Raffinerie begrenzt ist, können Überschüsse oder zu hoher Verbrauch einzelner Komponenten nur begrenzt ausgeglichen werden.

Die Qualitätsanforderungen an die Produkte der Mineralölindustrie sind in DIN- oder europäischen EN-Normen festgelegt. Die Normen werden gemeinsam von den Betroffenen erarbeitet. So sind an den europäischen Normen für Kraftstoffe insbesondere die Mineralölwirtschaft und die Automobilindustrie beteiligt. Bei der Umsetzung als nationale Norm beteiligen sich außerdem der ADAC als Anwalt der Verbraucher und Behördenvertreter. Damit ist sichergestellt, dass Benzin, das diesen Normen entspricht, die Anforderungen der Kfz-Motoren und umweltspezifische Kriterien erfüllt.

Die Festlegung der Produkteigenschaften als DIN-Qualität gibt Herstellern von Fahrzeugen oder Heizungsanlagen die Grundlage, ihre Erzeugnisse ebenfalls

auf diese Eigenschaften einzustellen. Für den Verbraucher sind damit unliebsame Überraschungen von dieser Seite ausgeschlossen. Das gilt für Benzine und Dieselmotoren ebenso wie für leichtes Heizöl und für Schmierstoffe. Es gelten

DIN EN 589 für Autogas,

DIN 51 622 für Flüssiggase,

DIN EN 228 für unverbleite Benzine,

DIN EN 590 für Dieselmotoren,

DIN 51 603 Teil 1 für Heizöl EL

Teil 3 für schweres Heizöl

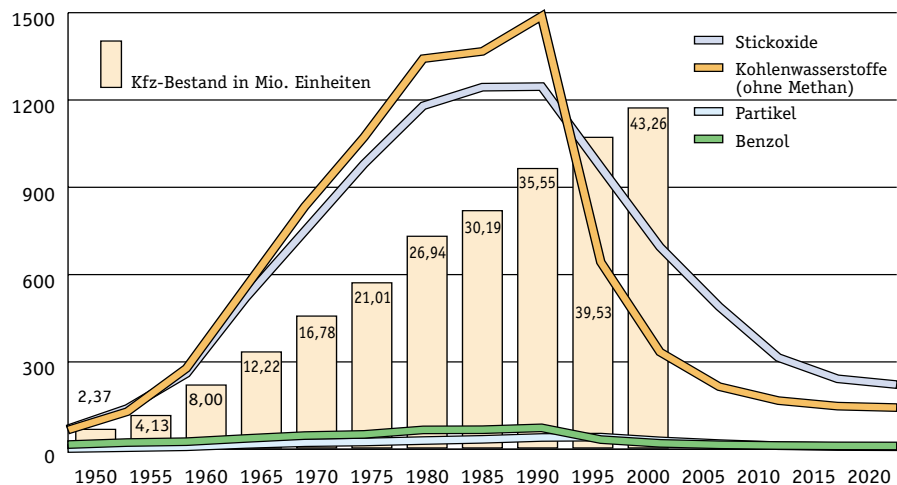
Teil 5 für schweres Heizöl
mit niedrigem
Schwefelgehalt.

Die Anforderungen an Schmieröle sind u.a. in den Normen DIN 51 501 bis DIN 51 525 festgelegt.

Die Mischvorgänge erfolgen überwiegend nach dem „Inline-Blending-Verfahren“. Von jedem Produkt- und von jedem Additiv-Tank werden die für die Mischung errechneten Mengen durch Dosierpumpen gleichzeitig in die zum Fertigprodukt tank führende Leitung gegeben. Durch Analyseautomaten, die aus dieser Leitung Proben entnehmen, und durch die Laborkontrolle aller Eigenschaften des angemischten Produktes wird die Einhaltung der richtigen Zusammensetzung überprüft.

Entwicklung der Emissionen im Straßenverkehr (in kt) und des Kfz-Bestandes

Abb. 21



Bitumenproduktion

Der Rückstand aus der Vakuumdestillation kann zu schwerem Heizöl aufgemischt werden. Bei entsprechender Einstellung der Vakuumkolonne und bei einem geeigneten Rohöl ist der Vakuumrückstand auch als Bitumen (Destillationsbitumen) direkt nutzbar. Das Destillationsbitumen ist gebrauchsfertig und kann z.B. ohne weitere Verarbeitung als Bindemittel im Straßenbau verwendet werden. Alternativ kann der Vakuumrückstand durch Verblasen mit Luft zum so genannten Blasbitumen verarbeitet werden. Dieses Produkt findet vorwiegend für industrielle Zwecke Verwendung (z.B. Herstellung von Bitumendach- und Dichtungsbahnen).

Auf beiden Produktionswegen können verschiedenste Sorten erzeugt werden, die sich vor allem in ihrer Härte und ihrem temperaturabhängigen Erweichungsverhalten unterscheiden. Letztlich besteht die Möglichkeit, durch Zugabe von Additiven besondere Eigenschaften zu erzielen. Die Anforderungen an Bitumen sind in DIN 1995 festgelegt.

Schmierstoffherstellung

Für die vielen sehr unterschiedlichen Einsatzzwecke von Schmierölen und -fetten wird eine große Zahl spezieller Qualitäten durch Kombination von Additiven und Grundölen hergestellt. Basis der Grundöle sind ausgewählte, für diesen Zweck besonders geeignete Rohöle. Die daraus durch Vakuumdestillation gewonnenen Wachsdestillate sind die Ausgangsprodukte für die Weiterverarbeitung zu den Grundölen. Wesentliche Eigenschaften der Grundöle, wie z.B. Siedegrenzen, Flammpunkt und Viskosität, werden bereits durch die Destillationsbedingungen festgelegt.

Der Destillatfraktion werden durch Lösungsmittlextraktion die Aromaten entzogen. Dies verringert die Viskositätsänderung bei Temperaturänderung, wodurch das Öl für Schmierzwecke bedeutend verbessert wird. Darüber hinaus wird dem Öl das Paraffinwachs entzogen, um ein Festwerden des Öls bei tiefen Temperaturen zu vermeiden. Das dabei anfallende Paraffinwachs ist ein wertvolles Nebenprodukt. Es wird u.a. mit Wasserstoff nachbehandelt und zur Kerzenherstellung sowie zur Beschichtung von Verpackungsmaterial verwendet.

Der Extraktion und Entparaffinierung schließt sich als dritte Stufe die Raffination an, da nach den bisherigen Behandlungen die Öle noch Verunreinigungen enthalten, die Säuren und Schlamm bilden und die Farbe der Öle verschlechtern können. Hierzu werden die Einsatzstoffe einer katalytischen Behandlung mit Wasserstoff ausgesetzt (Hydrotreating).

Dadurch wird die Produktqualität weiter verbessert.

Im letzten Arbeitsschritt werden einzelne Schmierölkomponenten gemischt. Wichtigste Eigenschaft der Schmieröle ist die Viskosität (Zähflüssigkeit), die auch mit zur Sortencharakterisierung dient. Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen stellt man aber beim Destillieren nicht alle gewünschten Viskositätsstufen her, sondern beschränkt sich auf drei bis vier. Diese Grunddestillate durchlaufen die beschriebenen Verarbeitungsstufen.

Die wenigen Fertigöle entsprechen aber noch nicht den vielfältigen Anforderungen z.B. der modernen Maschinenschmierung. Im Mischbetrieb der Schmierölherstellung werden daher durch Aufmischen der Grundöle auf die geforderten Viskositätsabstufungen und unter gleichzeitiger Zugabe von Additiven die endgültigen Verkaufssorten hergestellt. Die Vielfalt der angebotenen Additive ermöglicht – je nach Einsatzzweck – eine breite Sortenpalette, die in großen Unternehmen zur Herstellung von bis zu 1.000 verschiedenen Produkten führen kann.

Synthetische Grundöle werden verwendet, wenn thermische Höchstleistungen mit niedrigem Ölverbrauch, geringer Alterung mit hoher physischer Belastung zusammenkommen.

Die meisten verwendbaren synthetischen Grundölkomponenten haben insbesondere geringere temperaturabhängige Viskositätsänderungen und einen niedrigeren Verdampfungsverlust bei hohen Tempe-

raturen als vergleichbare mineralische Grundöle. Dies ist durch ihren chemisch einheitlicheren Aufbau begründet. Während Mineralöle auch nach der destillativen Separierung und der anschließenden Raffination aus einer Vielzahl unterschiedlicher Moleküle bestehen, sind synthetische Komponenten je nach Herstellungsverfahren aus weitgehend einheitlich aufgebauten Molekülstrukturen zusammengesetzt.

Schmierstoffe, deren Grundölkomponente aus einer Mischung von Mineralölen und synthetischen Ölen bestehen, werden häufig als teilsynthetisch bezeichnet und vermarktet. Dieser Ansatz ist sowohl technisch als auch wirtschaftlich sinnvoll für Öle, die für mittlere Beanspruchungen ausgelegt sind, sofern es dem Hersteller gelungen ist, einen guten Kompromiss zwischen den vorteilhaften technischen Eigenschaften vollsynthetischer Grundöle und den preiswerteren Mineralölen zu erreichen.

Energieversorgung und -effizienz

Energieversorgung der Raffinerien

Wie in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt, laufen fast alle Raffinerieprozesse bei erhöhten Temperaturen ab. Daher sind in der Raffinerie erhebliche Wärmemengen zum Aufheizen der Einsatzprodukte (Rohöl und Halbfabrikate) für Destillation, Umwandlung und Nachbehandlung und zur Erzeugung von Prozessdampf erforderlich. Dampf als Hilfsmittel wird zur sauberen Trennung der einzelnen Fraktionen voneinander („Strippdampf“), zur Erzeugung von Vakuum (Dampfstrahlpumpen), zur Vermeidung von Crackvorgängen, zum Antrieb von Pumpen und zur Beheizung

verwendet. Als Brennstoffe zur Wärmeerzeugung kommen Gase und flüssige Rückstandsöle zum Einsatz.

Das in Raffinerien verwendete Heizgas besteht überwiegend aus den leichten Kohlenwasserstoffen Methan, Ethan und Ethen und aus überschüssigem Wasserstoff; diese Stoffe sind ohne besondere Aufbereitung nicht lager- und verkaufsfähig.

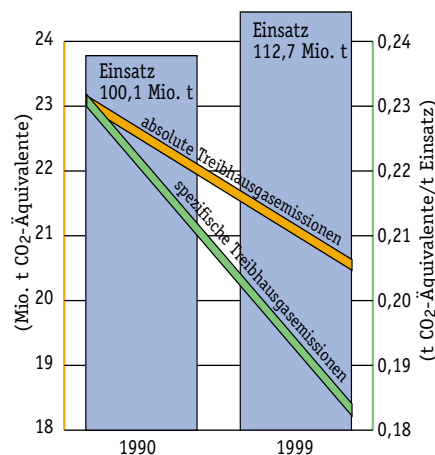
Als Heizöl für den Eigenverbrauch und für mit der Raffinerie verbundene Kraftwerke anderer Betreiber kommen neben schwerem Heizöl auch solche Destillationsrückstände in Betracht, die wegen ihrer Eigenschaften wie z.B. hohe Viskosität, hohe Verkokungsneigung oder geringe Lagerstabilität nicht der Norm entsprechen. Dies sind insbesondere Rückstände aus Konversionsanlagen.

In Raffinerien ist die Mischfeuerung mit Gas und Öl charakteristisch. Sie ermöglicht die optimale Ausnutzung des Energieinhaltes der raffineriespezifischen Brennstoffe. Darüber hinaus kann durch den Brennstoffwechsel auf Änderungen der Betriebsbedingungen gaserzeugender Anlagen (z.B. durch Rohölwechsel) sofort reagiert werden.

Die Brennstoffauswahl der Raffinerien wird außerdem maßgeblich durch die Anforderungen der Großfeuerungsanlagenverordnung (13. Verordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz) bestimmt. Die raffinerietypische Mischfeuerung gestattet es, die Emissionsbegrenzungen durch die Brennstoffauswahl einzuhalten, während die an bestimmte Brennstoffe (Steinkohle, Braunkohle oder schweres Heizöl) gebundenen Kraft-

Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Mineralölverarbeitung

Abb. 22



werke der Stromwirtschaft ihr Abgas nachträglich entschwefeln müssen (Rauchgasentschwefelungsanlagen).

Die Stromversorgung einer Raffinerie kann sowohl durch ein eigenes Kraftwerk erfolgen, das gleichzeitig Dampf für die Verarbeitungsanlagen liefert, durch Fremdbezug aus dem öffentlichen Netz oder durch Kraftwerke der öffentlichen Stromerzeugung im Verbund mit der Raffinerie. Im letzten Fall ist ggf. die separate Erzeugung von Prozessdampf für die Verarbeitungsanlagen notwendig. Alle Alternativen sind in deutschen Raffinerien zu finden, da es keinen eindeutigen wirtschaftlichen oder technischen Vorteil des einen oder anderen Weges gibt.

Die Feuerungsanlagen (Öfen) der einzelnen Prozessanlagen der Raffinerie bringen die Einsatzprodukte lediglich auf die für die verschiedenen Verfahrensschritte erforderlichen Spitztemperaturen. Die Vorwärmung geschieht grundsätzlich durch Wärmerückgewinnung aus den Verarbeitungsprozessen, wobei jeweils der Wärmeinhalt des heißeren Zwischenproduktes nach einer Verarbeitungsstufe auf das kältere Einsatzprodukt übertragen wird. Dabei ist für die Raffinerien vorteilhaft, dass bis auf Raffineriegas und Petrolkoks alle Zwischenprodukte flüssig sind und damit eine ausgesprochen intensive Wärmenutzung zum technischen Standard gehört. Produkte, die mehrere Verarbeitungsstufen durchlaufen, gehen nach Möglichkeit ohne Zwischenlagerung in heißem Zustand von einer Verarbeitungsstufe zur nächsten.

Wassernutzung

Wenn nach dem Wärmeaustausch wegen zu niedriger Temperatur der Wärmeinhalt der Zwischenprodukte nicht mehr genutzt werden kann, erfolgt die Schlusskühlung in Luft- und/oder Wasserkühlern. Diese Kühlung ist notwendig, um vor allem bei der Lagerung im Tanklager Verdampfungsverluste heißer Produkte, d.h. den Austritt von Kohlenwasserstoffen in die Umwelt, zu vermeiden.

Die Ableitung des Kühlwassers direkt nach der Nutzung (Durchlaufkühlung) war unproblematisch, solange Raffinerien an Küstenstandorten errichtet wurden. Dort war das Wasserreservoir ausreichend. Raffinerien in küstenfernen Standorten wurden mit Kreislaufkühlung ausgerüstet. Wegen der höheren Kühlwassertemperatur im Kreislauf müssen für die gleiche Aufgabe größere Kühlflächen im Vergleich zur Durchlaufkühlung vorgesehen werden. Die später ergänzend eingeführte Luftkühlung hat die Wasserabhängigkeit des Energiesystems der Raffinerie weiter herabgesetzt.

Wasser wird bei der Rohölverarbeitung in der Raffinerie außerdem als Hilfsmittel – zum großen Teil in der Form von Dampf – eingesetzt. Die Aufbereitung von Fluss- oder Niederschlagswasser zu Kesselspeisewasser für die Dampferzeugung oder zu Kühlwasser und die Abwasserreinigung bilden ein komplexes System. Vor allem die Aufbereitung von ölverunreinigtem Wasser und die vielfache Wiederverwendung im Raffineriebereich haben in der Vergangenheit hohe Investitionen in allen Raffinerien hervorgerufen. Einzelheiten sind in der MWV-Broschüre „Mineralöl und Umweltschutz“ beschrieben.

Emissionen und Energieeffizienz

Innerhalb der EU sind die Anforderungen an die Raffinerien zur Absenkung der Emissionen von Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxiden (NO_x) und Staub recht unterschiedlich. In der EU-Richtlinie über die Begrenzung der Schadstoffemission von Großfeuerungsanlagen sind keineswegs gleiche Rahmenbedingungen für alle Raffineriestandorte in der Gemeinschaft festgelegt. Die Richtlinie setzt lediglich Mindeststandards, die hinter den in Deutschland geltenden Anforderungen zurückbleiben. Gegenwärtig verursachen die deutschen Raffinerien in Europa die mit Abstand geringsten SO_2 -Emissionen. Für Kohlendioxid-Emissionen oder Energieeffizienz sind keine Werte festgelegt.

Ohnehin werden die technischen Anforderungen an die Raffinerien und damit deren Verarbeitungsstruktur zunehmend von der europäischen Luftreinhaltepolitik bestimmt. Neben den Forderungen des europäischen Auto/Öl-Programms (siehe Seite 31) sind für die zukünftige Gestaltung der deutschen und der europäischen Raffinerien außerdem folgende EU-Richtlinien von Bedeutung:

- Schwefelgehalt in flüssigen Mineralölprodukten
- Emissionsbegrenzung für Großfeuerungsanlagen
- Luftqualitätskriterien (Immissionswerte) für SO_2 , NO_x , Staub, Benzol, Ozon und Schwermetalle

- Nationale jährliche Emissionsbegrenzungen (NEC) für SO_2 , NO_x und Kohlenwasserstoffe
- Handel mit Treibhausgasemissionen.

Neue Anforderungen ergeben sich darüber hinaus aus der Beschreibung der Besten Verfügbaren Techniken BVT (englisch Best Available Technique BAT) zur Emissionsminderung von Raffinerien. Diese BAT-Dokumente („BREFs“) wurden von Europäischer Kommission und Behörden der Mitgliedstaaten zur Ausfüllung der Europäischen Richtlinie über die Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IPPC- oder IVU-Richtlinie) erarbeitet.

Zur Verminderung der Emissionen sowohl von SO_2 als auch von Kohlendioxid trug bis Anfang der 90er Jahre der Rückgang des Energieverbrauchs der Raffinerien bei. Zwischen 1980 und 1990 sank der für den Raffineriebetrieb erforderliche Energieaufwand in Westdeutschland als Ergebnis einer verbesserten Energienutzung und einer Verringerung des Raffineriedurchsatzes um über 40 %.

Die Emissionen von Kohlendioxid nahmen entsprechend ab. Neben einer effizienteren Energienutzung hat sich auch eine Veränderung in der Energieverbrauchsstruktur durch höhere Anteile emissionsärmerer Energieträger günstig ausgewirkt. Insgesamt optimierten die Raffinerien ihre Prozesse, entwickelten Konzepte zur besseren Energierückgewinnung, zur intensiveren Abwärmeverwertung und zur Schaffung von Energieverbundsystemen. Bei der Beurteilung der Erfolge in der Energieeinsparung und damit der Emissionsminderung muss

berücksichtigt werden, dass in der Mineralölverarbeitung energieintensive Konversions- und Veredelungsprozesse an Bedeutung gewonnen haben.

Durch zusätzliche Anforderungen an die Umweltqualität von Kraft- und Brennstoffen sind die Einsparerfolge der Vorjahre zum Teil wieder zunichte gemacht worden. Mit weiterer Verschärfung der Anforderungen an diese (Umwelt-)Qualität der Mineralölprodukte, zum Beispiel durch das europäische Auto/Öl-Programm, wird es zukünftig zu einem weiteren Anstieg des spezifischen Energieverbrauchs der Raffinerien und damit zu zusätzlichen CO_2 -Emissionen kommen.

Chemische Industrie und Mineralölindustrie sind eng verbunden. Über 90 % der organischen Chemieproduktion haben ihren Ursprung in Mineralöl-erzeugnissen. Rund die Hälfte des Energieverbrauchs der chemischen Industrie werden durch Erdöl oder Erdgas gedeckt. Insgesamt verbrauchte die chemische Industrie 2002 über 19 Millionen Tonnen Mineralöl. Sie war damit zu gut 15 % am gesamten Mineralölkonsum in Deutsch-

land beteiligt. Vom Mineralöleinsatz in der Chemie dienen etwa 90 % als Rohstoff und 10 % als Energie.

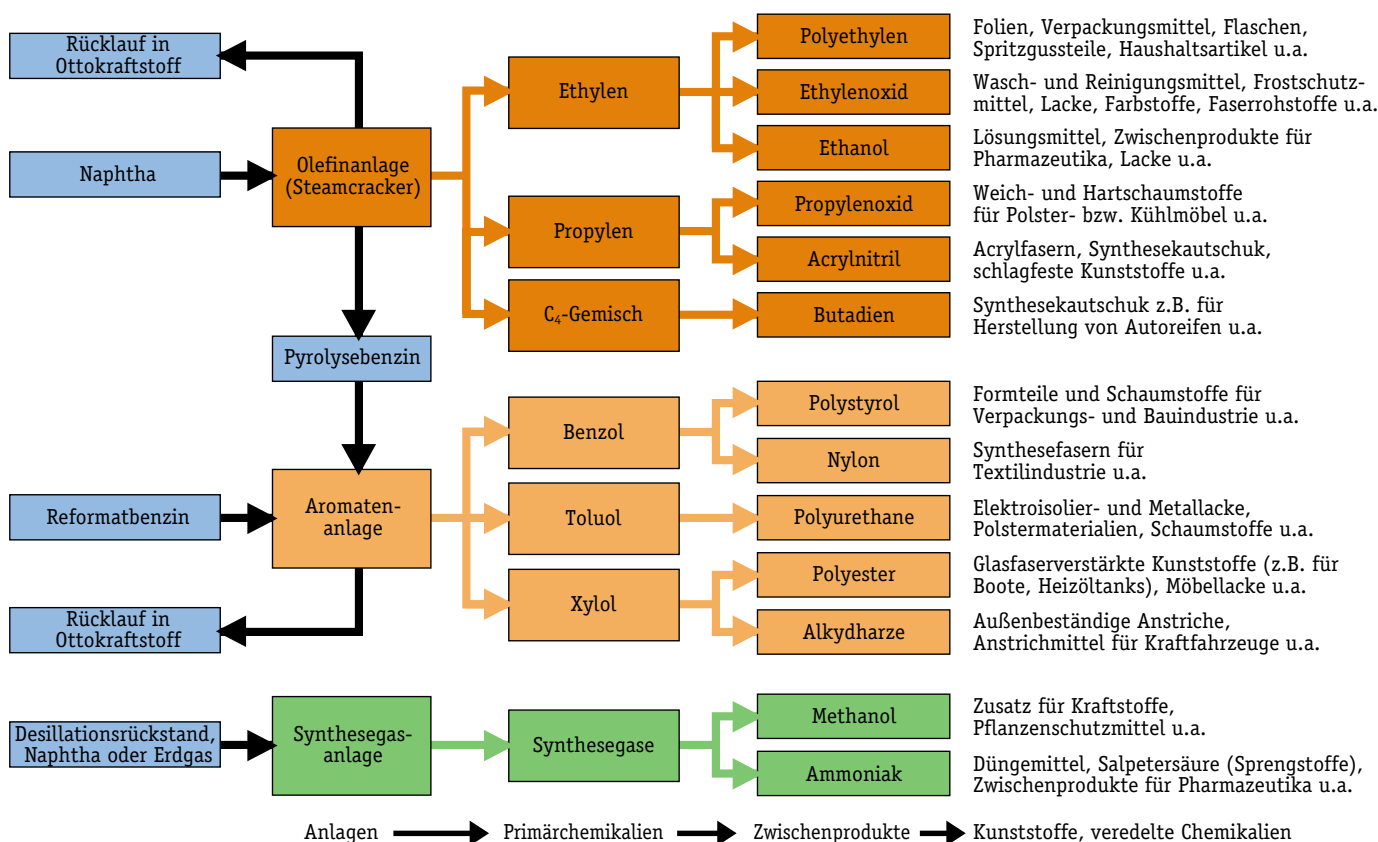
Rohbenzin (Naphtha), hergestellt in deutschen Raffinerien oder aus dem Ausland importiert, ist das wichtigste Einsatzprodukt der Petro-Chemie. Es wird in erster Linie zu Olefinen, aber auch zu Aromaten und Synthesegase verarbeitet. Bei der Erzeugung von Olefinen aus Rohbenzin fallen wiederum

Benzine an, die als Ottokraftstoff-Komponenten in die Mineralöl-Raffinerien zurückgeführt und dort weiterverarbeitet werden (siehe Abb. 23).

Dies war nicht immer so. Noch 1950 war die Kohle der Rohstoff der organischen Chemie. Kohleteer und Benzol, die bei der Herstellung von Koks aus Steinkohle als Nebenprodukte anfielen, waren die wichtigsten Einsatzprodukte. Auf Grund ihrer Abhängigkeit von der Kokserzeu-

Petro-Chemie – wichtigste Produktlinien

Abb. 23



gung waren sie jedoch nicht in beliebiger Menge verfügbar, zumal das Erdgas das Leuchtgas aus städtischen Kokereien in den 50er Jahren abzulösen begann. Als die Nachfrage wuchs, begann die Suche nach neuen Rohstoffen und der Wechsel von der Kohle- zur Petro-Chemie – ein Übergang, der die Voraussetzung dafür schuf, dass Chemieprodukte auf der Basis von Mineralöl heute in allen Bereichen des täglichen Lebens zu finden sind.

Die Olefine

Das Rohbenzin wird in Röhrenspaltöfen in Gegenwart von Wasserdampf bei Temperaturen von 750 bis 850 °C umgewandelt (Steamcracking). Hierbei werden die Kohlenwasserstoffmoleküle des Naphthas in kleinere Moleküle gespalten. So entsteht ein Gas, das aus Wasserstoff und Methan, hauptsächlich aber aus Ethylen, Propylen und einem Gemisch von C_4 -Kohlenwasserstoffen besteht (siehe Abb. 23). Neben diesen Gasen fallen auch flüssige Spaltprodukte – aromatische Kohlenwasserstoffe wie Benzol und Toluol – an, die in nachgeschalteten Anlagen weiterverarbeitet werden.

Das heiße Spaltgas aus dem Steamcracking-Prozess wird durch Einspritzen von kaltem Öl schockartig abgekühlt („gequencht“), um unerwünschte Folgereaktionen der Spaltprodukte untereinander zu vermeiden. Das abgekühlte Stoffgemisch strömt danach in Trennanlagen, die den Destillationskolonnen der Raffinerie entsprechen, aber unter

Druck und bei tiefen Temperaturen betrieben werden. Die nunmehr getrennten Komponenten werden in verschiedenen Anlagen zu einer Vielzahl chemischer Vor- und Endprodukte weiterverarbeitet.

Der überwiegende Teil des Ethylens wird in Polymerisationsanlagen unter sehr hohem Druck zu Hochdruckpolyethylen verarbeitet, einem der wichtigsten thermoplastischen Massenkunststoffe, aus dem man u.a. Folien aller Art sowie Spritzgussteile – Flaschen, Haushaltsartikel usw. – oder Kabelummantelungen herstellt. In anderen Anlagen wird Ethylen unter Druck und erhöhter Temperatur mit Sauerstoff über einem Silberkatalysator zu Ethylenoxid verarbeitet. Dieses Produkt ist z.B. ein wichtiges Ausgangsmaterial für die Herstellung von Wasch- und Reinigungsmitteln, nach weiteren Verarbeitungsschritten auch für Rostschutzmittel, Faser- und Lackrohstoffe.

Neben vielfältigen anderen Produktlinien soll letztlich auf die Herstellung von Ethanol (Weingeist) hingewiesen werden. Hierzu wird Ethylen durch Anlagern von Wasser bei erhöhtem Druck und erhöhter Temperatur über einen sauren Katalysator geleitet. Ethanol wird als Lösungsmittel in der Lack- und pharmazeutischen Industrie eingesetzt.

Auch aus Propylen entstehen vielfältige Chemierohstoffe. So wird u.a. Propylenoxid gewonnen, das insbesondere als einer der Ausgangsstoffe für jene Schaumstoffe dient, die als Weichschäume in Polstern oder als Hartschäume in Kühlmöbeln heute in jedem Haushalt zu

finden sind. Eine andere Möglichkeit ist die Reaktion mit Ammoniak und Luftsauerstoff an einem Katalysator. Dadurch wird Acrylnitril gewonnen, das Ausgangsprodukt für Acrylfasern oder – unter Zusatz weiterer Stoffe – Synthesekautschuk und besonders schlagfeste Kunststoffe ist, aus denen vor allem Gehäuse für Geräte aller Art entstehen.

Aus dem C_4 -Kohlenwasserstoffgemisch wird durch Extraktion Butadien abgetrennt. Butadien ist der wichtigste Ausgangsstoff für eine Reihe von Synthesekautschukarten, die z.B. bei der Herstellung von Autoreifen Verwendung finden. Es dient außerdem als Rohstoff für die Synthese von Kunststoffen und Fasern.

Die Aromaten

Die beim Steamcracking-Prozess anfallenden flüssigen, aromatischen Kohlenwasserstoffe sind der Einsatzstoff der Aromatanlagen. Aus diesem so genannten Pyrolysebenzin werden Benzol, Toluol und Xylole durch Extraktivdestillation gewonnen. Bei diesem Prozess wird dem zu trennenden Gemisch ein dritter Stoff zugesetzt. Dieser bewirkt, dass die ursprünglich eng beieinander liegenden Siedepunkte der o.g. Stoffe auseinanderrücken und damit die schwierige Stofftrennung durch einfache Destillation ermöglicht wird. Benzol und Toluol sind Ausgangsstoffe für eine Vielzahl von Kunststoffen wie z.B. Polystyrol, Kunstfasern wie Nylon, Waschmitteln, Farbstoffen, Insektiziden und wichtigen Lösungsmitteln.

Xylole werden auch aus dem so genannten Reformatbenzin gewonnen, das in der Raffinerie als Produkt des katalytischen Reformers (siehe Seite 32) anfällt. Die Abtrennung erfolgt durch die Kombination einer Destillation mit einem kontinuierlich betriebenen Absorptionsprozess. Bei Letzterem wird das vorkonzentrierte Stoffgemisch über „Molsiebe“ geführt. Diese lassen nur para-Xylole passieren und halten alle anderen Komponenten zurück. Durch Hintereinanderschaltung einer großen Zahl von Molsieben ist es möglich, den Trennprozess ununterbrochen ablaufen zu lassen. Para-Xylol ist ein Rohstoff für Polyesterfasern, die z.B. bei der Herstellung von Bootskörpern und Heizöltanks benutzt werden. Das ebenfalls extrahierte ortho-Xylol wird für Lackharze und Farbstoffe eingesetzt.

Die Synthesegase

Rohbenzin (Naphtha) wird auch zur Herstellung anorganischer Produkte eingesetzt. So wird aus Naphtha ebenso wie aus Erdgas oder Flüssiggas durch katalytisches Dampfreformieren ein Gas erzeugt, das als Ausgangsstoff für die Synthese von Ammoniak eingesetzt wird. Der Stickstoff in den meisten organischen Verbindungen lässt sich auf Ammoniak zurückführen. Am wichtigsten ist Ammoniak als Stickstoffquelle für Düngemittel, ohne die eine Ernährung der ständig wachsenden Weltbevölkerung undenkbar wäre.

Auch zur Herstellung von Methanol wird Synthesegas benötigt. Das Synthesegas strömt unter erhöhtem Druck zur Methanolanlage und wird dort in einem mit Katalysatoren gefüllten Reaktor zu Rohmethanol umgesetzt. In einer Destillationsanlage erfolgt danach durch Abtrennung von Nebenprodukten die Aufbereitung zu Reinmethanol. Methanol ist ein wichtiges Lösungsmittel.

Raffinerien – Aufgaben bei der künftigen Versorgung mit Mineralölprodukten

Inländische Raffinerien werden auch künftig das Rückgrat der Versorgung des Inlandsmarktes bleiben. Allerdings werden sich auf den deutschen und europäischen Ölmärkten sowohl in Bezug auf die benötigten Mengen als auch auf die Qualitätsanforderungen an die Mineralölprodukte Veränderungen ergeben. Diesen Entwicklungen trägt die Mineralölindustrie Rechnung.

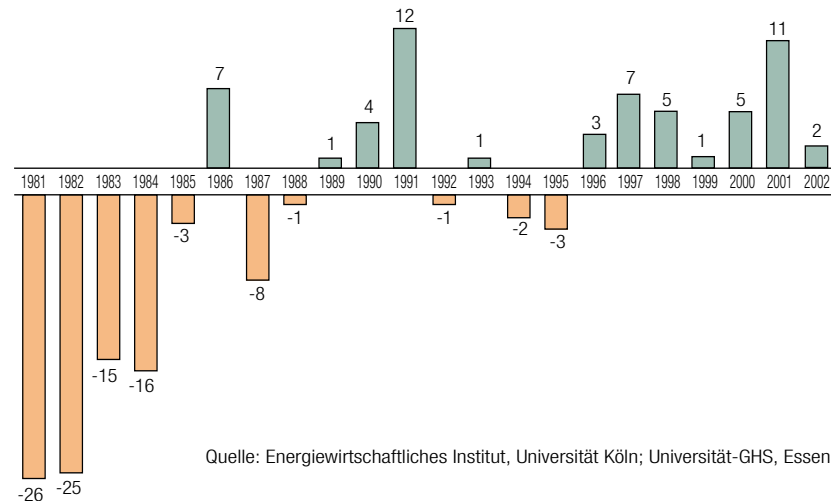
Hinzu kommen internationale Faktoren. Die Mineralölunternehmen stehen seit Jahren in scharfem internationalem Wettbewerb. Neben der Konkurrenz aus den europäischen Nachbarländern ist mit einem weiterhin hohen Produktangebot aus Rohöl-Förderländern zu rechnen, die ihre Raffineriekapazitäten über das vom eigenen Markt bestimmte Maß hinaus erweitern.

Für die deutsche Mineralölwirtschaft ergibt sich damit ein strategisches Umfeld, das folgendermaßen umrissen werden kann:

- Deutlicher Rückgang der Nachfrage nach Mineralölprodukten, gestützt durch die Umsetzung sparsamer Ölnutzungstechniken und energiepolitische Maßnahmen des Staates,
- weitere Veränderung der Bedarfsstruktur zu Gunsten leichter Produkte,
- weiter anhaltender Angebotsdruck durch Produktenimporte, der sich auch aus dem Fortbestand von Raffinerieüberkapazitäten im europäischen Raum ergibt,
- Benachteiligung der deutschen Raffineriestandorte auf Grund von Belas-

Ertragslage der Mineralölindustrie vor Steuern (€/t)

Abb. 24



tungen durch umweltpolitische Maßnahmen, die für die Wettbewerber außerhalb Deutschlands an deren Produktionsstandorten nicht in gleichem Umfang gelten.

Die deutsche Mineralölindustrie wird sich den Herausforderungen des Marktes stellen. Sie ist mit ihren modernen Verarbeitungsanlagen einem unverfälschten internationalen Wettbewerb gewachsen. Mit ihren aktiven Anpassungsmaßnahmen an den reduzierten und sich strukturell ändernden Bedarf hat sie ihre Flexibilität bereits unter Beweis gestellt. Die Rationalisierungsanstrengungen der 80er und 90er Jahre haben die Ertragslage zeitweilig verbessert. Überkapazitäten auf dem europäischen Raffineriesektor und gegenüber unseren Nachbarstaaten höhere Kosten u.a. durch nationale Umweltauflagen drücken allerdings erneut auf die Raffineriemargen.

Die von der Raffineriewirtschaft erwartete Flexibilität und Versorgungssicherung kann nur gewährleistet werden, wenn die Raffinerieverarbeitung sowohl Kostendeckung als auch Gewinnerzielung zulässt.

Raffineriekapazitäten in Deutschland (in 1000 t)

Jahr	Rohöldestillationskapazität ¹⁾	Konversionskapazität ¹⁾	Katalytische Reformieranlagen	Entschwefelungsanlagen	Schmierölverarbeitungsanlagen
1950	5359	– ²⁾	280	– ²⁾	65
1955	14845	3930	1013	– ²⁾	80
1960	41623	5932	5715	8501	842
1965	87013	13257	11100	23713	1217
1970	131613	17515	15595	40530	1680
1975	172360	18985	19650	51157	1875
1976	172360	19620	19646	51627	1875
1977	174530	20785	20300	51235	1755
1978	179430	24915	21645	60657	1755
1979	173880	27185	21840	64803	1755
1980	170880	32335	21670	65187	1860
1981	165980	35205	21300	67672	1860
1982	148180	35625	19905	63763	1870
1983	136180	37120	20035	64704	1870
1984	127480	39840	18010	60353	1915
1985	109450	37915	15363	54790	1685
1986	107450	37300	15513	53685	1585
1987	102650	37440	15003	51065	1425
1988	103700	39405	15093	53433	1425
1989	100490	40490	15050	51848	1425
1990	100765	40905	15425	54882	1435
1991	110020	42322	17829	59140	1280
1992	110780	42752	18039	59360	1240
1993	111940	46120	18025	59350	1240
1994	113140	46460	17625	60290	1340
1995	104750	45490	16090	66525	1150
1996	104750	45670	16830	66224	1150
1997	108050	42290	16580	71645	980
1998	109840	45502	16996	73221	980
1999	111540	45902	16996	73361	980
2000	112940	46372	17026	74211	990
2001	113240	46806	17096	79077	1020
2002	113850	48065	16980	85190	1020

¹⁾ Stand jeweils am Jahresende

²⁾ für die 50er Jahre liegen teilweise keine Statistiken vor

Raffinerieeinsatz und Produktion¹⁾ (in 1000 t)

Jahr	Rohöl- einsatz	Auslastungs- grad ²⁾	Produkten- einsatz ³⁾	Raffinerie- eigenverbrauch ⁴⁾	Raffineriepro- duktion (ohne Eigenverbrauch)
1950	3274	–	89	–	2961
1955	10194	74,6 %	143	721	9259
1960	28672	81,4 %	522	1787	26248
1965	66187	86,4 %	1635	4661	60897
1970	105548	89,7 %	5468	7671	96895
1972	109598	84,4 %	5889	7867	100878
1974	107068	72,7 %	7669	8223	97696
1976	102204	66,4 %	7783	8042	92689
1978	98701	63,0 %	8370	7717	90289
1980	120965	70,2 %	16940	8915	127541
1982	99444	63,3 %	19485	6912	110497
1984	90328	68,5 %	22393	5992	104406
1986	89168	82,5 %	19670	5326	101296
1988	94031	88,1 %	18269	5466	104697
1990	91560	91,1 %	15781	5434	100524
1991	92333	91,0 %	13083	5647	98702
1992	100800	91,6 %	12157	5925	105822
1993	102709	92,5 %	14473	6324	109722
1994	107893	95,5 %	12952	6590	112948
1995	103090	92,1 %	12636	6395	107954
1996	104388	99,7 %	12618	6446	108989
1997	101478	98,0 %	11205	6354	104660
1998	108368	100,3 %	10433	6636	110519
1999	106369	95,5 %	10409	6643	108374
2000	106798	95,3 %	11173	6721	109252
2001	106484	94,3 %	9682	6485	107807
2002	106832	93,8 %	9212	6685	107398

1) bis 1979 alte Bundesländer; ab 1980 Gesamtdeutschland

2) Rohöleinsatz bezogen auf durchschnittliche Jahresdestillationskapazität

3) ab 1980 Doppelzählung durch Umstellung des Berichtswesens auf Unternehmensbasis möglich; bis 1979 wurden alle Lieferungen zwischen den Raffinerien saldiert.

4) für die 50er Jahre liegen teilweise keine Statistiken vor

Raffineriekapazitäten¹⁾ in Westeuropa (in Mio. t)

Jahr	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002
Belgien	35,9	48,6	55,5	32,6	30,1	30,5	38,4	39,6	39,6
Dänemark	10,8	11,0	10,6	8,3	9,3	9,5	8,8	8,8	8,8
Finnland	10,0	17,2	15,0	12,1	12,1	10,0	10,0	11,9	12,6
Frankreich	116,4	169,5	167,5	97,3	90,8	89,1	94,8	94,8	95,2
Griechenland	4,6	20,6	20,4	19,5	19,8	20,0	20,3	20,3	20,3
Großbritannien	114,9	147,1	131,5	89,6	93,3	94,4	88,6	89,2	89,4
Irland	2,6	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	3,6	3,6	3,6
Italien	164,8	213,7	204,6	136,9	119,3	114,2	118,0	114,1	115,0
Niederlande	68,5	102,1	91,4	73,4	59,8	59,3	60,2	60,3	60,3
Norwegen	6,4	10,9	12,6	12,0	14,4	15,4	15,3	15,5	15,5
Österreich	8,3	14,3	14,3	10,2	10,2	10,5	10,4	10,4	10,4
Portugal	3,8	9,0	17,0	14,8	14,7	15,2	15,2	15,2	15,2
Schweden	12,6	20,9	22,5	21,5	21,4	21,8	21,2	21,2	21,2
Schweiz	5,5	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Spanien	34,8	51,1	73,2	68,4	66,1	66,3	64,7	64,7	66,1
Deutschland	131,6	172,4	170,9	109,5	100,8	104,8	112,9	113,2	113,9
Westeuropa insgesamt	731,5	1018,0	1016,6	715,7	671,7	670,6	689,2	689,6	693,9
darunter EU	719,6	1000,3	997,2	696,9	650,5	648,4	667,1	667,3	671,6

¹⁾ Rohöldestillationskapazitäten

Quellen: OECD-Oil-Statistics, Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften

Welt-Raffineriekapazitäten¹⁾ (in Mio. t)

Jahr	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002
Nordamerika	724	873	1028	852	872	860	922	925	930
Mittel- und Südamerika	274	385	434	346	378	371	411	401	417
Westeuropa ²⁾	740 ³⁾	1027 ³⁾	1017	716	672				
Osteuropa ²⁾	393	559	692	733	746				
Europa ⁴⁾						828	828	828	829
GUS (ehem. UdSSR)						508	433	433	433
Naher Osten ⁵⁾	125	148	187	215	288	265	298	302	315
Afrika	46	66	87	126	144	142	164	160	161
Ferner Osten	335	558	621	610	631	740	1009	1009	1010
Welt	2637	3616	4066	3598	3731	3714	4065	4060	4096
OECD-Staaten	1668	2197	2366	1833	1839	2028	2193	2185	2200
OPEC-Staaten	175	218	239	293	368	375	424	425	437

¹⁾ Rohöldestillationskapazitäten

²⁾ bis 1990, danach neue Aufteilung

³⁾ einschließlich Jugoslawien und Türkei; ohne ehemalige DDR

⁴⁾ West- und Osteuropa ohne GUS, einschl. Türkei

⁵⁾ bis 1990 einschl. Türkei

Quellen: OECD-Oil-Statistics, Oil and Gas Journal, Petroleum Economist

	Seite		Seite		Seite
Additive	32	Hydrofiner	30	Pyrolysebenzin	39
Aromaten	18	Hydrotreating	34	Quenchen	39
Ausbeuteanteil	12	Inline-Blending	33	Raffineriestandorte	13
Auslastungsgrad	10	Katalysator	26	Reformatbenzin	40
Benzolring	18	Kohlenwasserstoff	17	Reformieren	31
Bitumen	34	Komponenten	31	Rohbenzin	38
Clausanlage	30	Konversion	24	Rohöl	19
Coker	25	Kühlkreislauf	36	Rohöl-Pipelines	13
- Delayed Coking	25	Kuppelproduktion	24	Schmierfette	34
Cracken	24	Lösungsmittelextraktion	34	Schmieröle	34
- Thermisches	24	Methanol	40	Schnitte	23
- Katalytisches	26	Mineralölversorgung	5	Schwefelwasserstoff	30
- Hydro	27	Mischanlagen	32	Seifenfette	34
Deethaniser	24	Mischfeuerung	35	Siedebereiche	22
De-Isopentaniser	24	Mitteldestillate	12	Spaltgas	39
Depropaniser	24	Naphtha	38	Steamcracking	39
Destillation	22	Naphthene	18	Synthesegas	40
Durchsatzkapazität	11	Olefine	18	Umweltschutz	8
Entsalzer	22	Paraffine	18	Vakuumdestillation	23
Ethanol	39	Paraffinwachs	34	Visbreaker	24
Ethylen	39	Petrochemie	38	Wachsdestillate	26
Fackel	8	Petrolkoks	25	Wasserstoff	27
Flüssiggas	18	Pipeline	13		
Flüssiggas-Trennanlage	23	Propylen	39		
Fraktion	22				
Grundöle	34				

Herausgeber:

Mineralölwirtschaftsverband e. V.,
Steindamm 55, 20099 Hamburg
Tel.: 0 40/2 48 49-0
Fax: 0 40/2 48 49-253
Internet: <http://www.mwv.de>

Grafik, Satz und Herstellung:
Saphir Druck + Verlag, 38551 Ribbesbüttel

gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Papier

Stand: September 2003