

Projektunterricht der Klasse 10

Erdöl



Isa-Selcuk Dilmen

Dennis Krieger

10d

1. Lexikon

Erdöl: Erdöl, natürlich vorkommende ölige bis bituminöse Flüssigkeit, die aus verschiedenen organischen Stoffen besteht. Erdöl wird als Brenn- und Kraftstoff sowie als Rohstoff für die chemische Industrie verarbeitet. Außerdem verwendet man Erdöl und Erdölprodukte beispielsweise zur Herstellung von Arzneimitteln und Dünger, Nahrungsmitteln, Kunststoffen, Baustoffen, Farben und Textilien sowie zur Stromerzeugung (Brennstoffe). Unbehandeltes Erdöl wird auch Rohöl genannt. Erdöl zählt neben Erdgas und Kohle derzeit zu den wichtigsten Energieträgern.

Erosion: Erosion (von lat.: erodere = abnagen) ist die Abtragung von meist verwitterten Feststoffen (Boden, Schlamm, Gestein usw.) durch die natürlichen Kräfte des Windes, Wassers, oder der Bodenbewegung infolge von Gravitation (Steinschlag, Lawine, Mure). Bei der Erosion handelt es sich um einen wichtigen natürlichen Prozess, der aber in vielen Fällen durch menschliche Aktivitäten ausgelöst bzw. verstärkt wird. Einige dieser Aktivitäten beinhalten Abholzung, Überweidung und Straßen- oder Eisenbahnbau. Verschiedene Kulturen haben versucht, die Erosion durch Terrassenfeldbau und Wiederaufforstung zu begrenzen.

Karbonate: Als Carbonate werden die Salze der Kohlenstoffsäure bezeichnet

Sedimente: Als Sedimentation bezeichnet man das Ablagern/Absetzen von Teilchen aus Flüssigkeiten oder Gasen unter dem Einfluss der Schwerkraft und anderen Kräften, wie zum Beispiel der Zentrifugalkraft in einer Zentrifuge (hier nicht näher erläutert). Bildet sich zuunterst eine Schicht von Schwebstoffen, so nennt man diesen Bodensatz auch Sediment oder Dekantat

Mesopotamien: Mesopotamien (griech. für „zwischen den Flüssen“, Aramäisch Beth Nahrin = „Zweiflussland“), auch Zweistromland, bezeichnet geographisch das Gebiet um die Flüsse Euphrat und Tigris in Südost-Anatolien (Türkei), Syrien und im Irak

Thermisch: Thermisch werden Vorgänge, Materialien, Verfahren, Theorien usw. genannt, die

- mit merklichem Austausch von Wärme oder deren Einwirkung zusammenhängen,
- bzw. entscheidend mit Temperaturunterschieden, Isolation, heißen Gasen
- und zugehörigen Berechnungen oder Modellierungen zusammenhängen.

Akronym: Ein Akronym (griechisch ακρωνύμιο, von άκρος, άkros - die Spitze, der Rand und όνυμος, όnyμος - der Name) ist ein Sonderfall der Abkürzung. Umstritten ist, was genau darunter zu verstehen ist.

Peak-Oil: Mit Ölfördermaximum, englisch: Peak-Oil (auch Hubbert's Peak bzw. depletion mid-point; wörtl.: Ölspitze, Erdölproduktionsspitze) wird der Zeitpunkt bezeichnet, an dem die Fördermenge einer Ölquelle bzw. weltweit aller Erdölquellen überhaupt ihr Maximum erreicht. Dieser Scheitelpunkt markiert den Zeitpunkt, ab dem Erdöl nicht mehr als quasi unerschöpflicher, billiger Rohstoff und Energieträger zur Verfügung stehen wird. Mit dem Erreichen des globalen Fördermaximums steigt zwingend der Preis stetig an, weil danach aus geologischen bzw. physikalischen Gründen die Erdölförderung kontinuierlich abnimmt und nicht mehr gesteigert werden kann und somit das Angebot die Nachfrage nicht mehr befriedigen kann.

Kerogen: Organisches festes, tw. wachsartiges Material, welches in Sedimentgesteinen vorkommt und aus Bakterien, verwesten Algen und Holz gebildet wurde. Es ist die häufigste Form von organischen Kohlenstoffen in der Erde. Es werden vier Kerogen-Typen unterschieden:

1. Liptinit Aus Bakterien und Algen, in Schlämmen als Ölschiefer gebildet. Ausgangsbasis für Öl. Bsp.: Ölschiefer Grube Messel, Green River Formation (USA)
2. Exinit Marine Ablagerungen aus Plankton und Bakterien, tw. auch aus Sporen, Pollen und Harzen. Dient zur Gewinnung von Wachsöl. Bsp.: Pariser Becken
3. Vitrinit Verholzte Pflanzenreste; vergleichbar mit Kohle, kann als Methan-Produzent dienen. Bsp.: Doula Becken
4. Inertit Fast reiner Kohlenstoff (wird als unechtes Kerogen betrachtet)

www.wikipedia.de

2. Entstehung

Erdöl entsteht vorwiegend im Meer aus der Zersetzung von abgestorbenen pflanzlichen und tierischen Kleinstlebewesen (Plankton) in einem sauerstoffarmen (anaeroben) Milieu, so dass es nicht zur Verwesung kommt. Bedingungen hierfür finden sich in abgeschlossenen Meeresbecken, wie z. B. dem heutigen Schwarzen Meer, wo gegenwärtig die Voraussetzungen einer zukünftigen Erdöllagerstätte gegeben sind. Hier hat sich an der Oberfläche durch Süßwasserzuflüsse eine etwa 150 Meter tiefe Schicht von leichtem, sauerstoffreichem und salzarmem Wasser gebildet, in der sich ein reiches Planktonleben entwickeln konnte. Abgestorbene Organismen sinken in eine tiefere, schwerere und lebensfeindliche Wasserschicht, deren weitgehend unbewegtes Wasser arm an Sauerstoff, aber reich an Salz und Schwefelwasserstoff ist. Ersteres konserviert die organischen Reste, Letzteres verhindert die Verwesung.

Am Meeresgrund lagert sich – mit feinem Sand, Schluff und Ton vermischt – ein so genannter Faulschlamm oder ein Sapropel ab, das sich aus Proteinen, Kohlenhydraten und Fetten zusammensetzt. Das so gebildete, noch unverfestigte, feinkörnige Erdölmuttergestein, zählt zu den Sedimentiten: in keinem anderen Gestein findet man Erdöl. Das Muttergestein kann sich aber auch unter bewegtem, sauerstoffreichem Wasser im Schelfbereich der Ozeane in noch unverfestigten Sedimenten bilden. Der organische Anteil des Gesteins ist fein verteilt und beträgt maximal nur wenige Prozent. Durch weitere Sedimentation gerät das Erdölmuttergestein allmählich in tiefere Schichtniveaus, wodurch in ihm Druck und Temperatur (bis maximal 200 °C) zunehmen und die Umbildung des Sapropels einsetzt. Bei der Umwandlung der organischen Bestandteile des Sapropels (dies betrifft nur einen geringen Teil) zu Erdöl wirken Bakterien mit. Metalle wie Kupfer, Nickel, Molybdän und Vanadium sowie Tonminerale fungieren in diesem Zusammenhang als Katalysatoren. Als Zwischenstufe entsteht das so genannte Kerogen, das sich aus organischen Verbindungen wie Alkanen, Olefinen, Isoprenoiden, Terpenoiden, Dimethylfuran und Vanadium- oder Nickelporphyrinen zusammensetzt. Die organischen Substanzen werden schließlich zu einfacheren

Kohlenwasserstoffen (Paraffine, Naphthene) abgebaut. Spuren von Chlorophyll und Hämoglobin im Erdöl sind Beweise für seine organische Herkunft.

Durch den zunehmenden Gesteinsdruck werden schließlich die Poren des Muttergesteins zusammengedrückt, Porenwasser, Erdöl und Erdgas werden herausgequetscht (der Vorgang lässt sich grob mit dem Ausdrücken eines Schwammes vergleichen) und steigen als leichtere Bestandteile und durch Kapillarkräfte nach oben (dies ist die so genannte Migration). Grobkörnige und durchlässige Gesteine mit entsprechenden Poren oder Klüften, vor allem Sandsteine und zerklüftete Kalksteine oder Dolomite, bilden dann die so genannten Speichergesteine. Während der Migration trennen sich die Bestandteile schon nach ihrer Dichte und Viskosität. Im Speichergestein lagern dann von unten nach oben Erdwachs, salzhaltige Ölwässer, Schweröl, Leichtöl und zuoberst Erdgas, das aufgrund seiner Flüchtigkeit aber auch weiter wandern und unter Umständen getrennte Lagerstätten bilden kann. Voraussetzung für die Bildung einer Lagerstätte sind ferner undurchlässige Deckschichten, die das Speichergestein nach oben abdecken, die weitere Migration verhindern und so dafür sorgen, dass sich unter ihnen das noch fein verteilte Erdöl und Erdgas in größeren Mengen ansammeln kann.

Für die so genannten Erdölfallen kommen verschiedene, vor allem tektonische Strukturen in Frage: Sättel (siehe Falten und Faltung; das Erdöl und Erdgas sammelt sich im Scheitel der durchlässigen Schichten), Verwerfungen und Transgressionen (bei denen jeweils undurchlässige Schichten poröse Schichten nach oben hin abschneiden), Salzstöcke (hier können unter deren Dächern und an deren Flanken Erdölfallen entstehen) oder fazielle Gesteinsunterschiede (hier werden aufgrund der Sedimentationsbedingungen poröse Speichergesteine von undurchlässigen Schichten umschlossen). In manchen Fällen (vor allem beim Sattel-Typ) liegen mehrere erdöhlhaltige Schichten, jeweils durch Deckschichten getrennt, vertikal übereinander.

Der Sattel- und der Salzstockdach-Typ bilden zusammen weltweit 80 Prozent der Lagerstätten, auf den Verwerfungs-, den Transgressions- und den Fazies-Typ gehen zusammen genommen 11 Prozent zurück, auf den Salzstockflanken-Typ 3 Prozent. Die Lagerstätten des Norddeutschen Flachlandes sind z. B. an die Strukturen von Salzstöcken gebunden, an deren Flanken und Scheiteln sich Erdöl- und Erdgas in abbauwürdigen Mengen angereichert haben. Die Speichergesteine sind vorwiegend Sandsteine und Kalksteine der Kreide und des Jura. In der Nähe von Celle wurde schon 1858 bei einem natürlichen Oberflächenausstritt von Öl eine Bohrung angesetzt, erstmals in Europa und eine der ersten Erdölbohrungen überhaupt. Die weltweiten Erdöllagerstätten verteilen sich altersmäßig folgendermaßen: 17 Prozent stammen aus der Kreide, 13 Prozent aus dem Jura und etwa 12 Prozent aus dem Paläozoikum. Die ältesten Erdöllagerstätten bildeten sich vor zwei Milliarden Jahren. Die Entstehung von Erdöl kann sich aber auch, gemessen an geologischen Zeitmaßstäben, mit nicht viel mehr als 10 000 Jahren vergleichsweise „rasch“ vollziehen.

http://de.encarta.msn.com/encyclopedia_761576221/Erd%C3%B6l.html

Wanderung in die Erdöllagerstätte

Der hohe Druck in der Tiefe quetscht das Öl aus dem Muttergestein heraus und es gelangt in die nächste poröse Gesteinsschicht. Da Öl leichter ist als Wasser, wandert es in den Porenräumen des Speichergesteins (z. B. Sandsteine) aus der Tiefe so lange nach oben - bis es in einer Falle gefangen wird. Diese natürlichen Fallen entstehen dort, wo Speichergestein nach oben hin durch undurchlässige Schichten aus Ton oder Salz abgedichtet ist. In einer Art Kuppel des Speichergesteins fangen sich immer mehr Erdöltröpfchen und bilden Erdöllagerstätten. Diese sind also keine riesigen, unterirdischen Seen, sondern eher poröse Gesteinsschichten, die sozusagen wie ein Schwamm vollgesogen sind mit Erdöl.

Erdölseen

Erdölseen oder -kuhlen entstehen nur dann, wenn das Öl von selbst an die Erdoberfläche tritt, weil es nicht zuvor in den "Fallen" hängen bleibt, sondern ungehindert nach oben steigt. An der Luft verdunsten dann die leichteren Bestandteile. Übrig bleibt zäher Asphalt. Deshalb nennt man diese Kuhlen oder Seen auch Teerkuhlen oder Asphaltseen. In diesen findet man übrigens oft spektakuläre Fossilien. Berühmt sind hier die Asphaltseen "Rio La Brea" bei Los Angeles. An deren Oberfläche hat sich schon vor 40.000 bis 8.000 Jahren Regenwasser angesammelt - und viele Tiere sind dort beim Trinken hineingefallen. So sind zum Beispiel Säbelzahn tiger, Mammuts oder Höhlenbären in diesen "Seen" versunken. Der Asphalt hat sie hervorragend konserviert.

<http://www.quarks.de/dyn/17477.phtml>

Verwendung

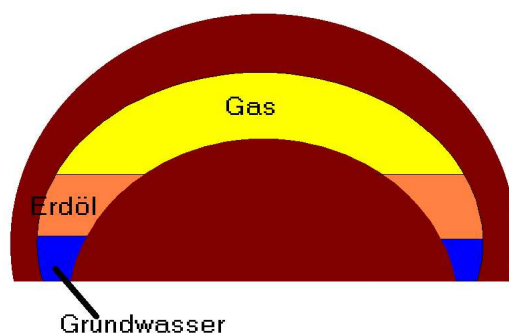
Verwendet wird Erdöl hauptsächlich als Brenn- und Kraftstoff, sowie in der chemischen Industrie zur Herstellung von:

- Arzneimitteln
- Dünger,
- Nahrungsmitteln,
- Kunststoffen,
- Baustoffen,
- Farben
- Textilien

<http://www.mineralienatlas.de/lexikon/index.php/Erd%F6l>

3. Die Lagerstätten

Das Erdöl sickert in den Meeresboden und verdrängt dort das Wasser unter sich. Bis eine unterirdische Kuppel oder Verwerfung dem Erdöl den Weg versperrt, fließt es auf diese Weise hinauf in Richtung Erdoberfläche. Oberhalb des Erdöles sammelt sich Erdgas an. An manchen Stellen der Erde, fließt Erdöl sogar in kleinen, für die Industrie unbedeutenden Mengen aus dem Boden. Dies ist jedoch recht selten der Fall. In den meisten Fällen tappt das Erdöl in eine sogenannte unterirdische Falle.

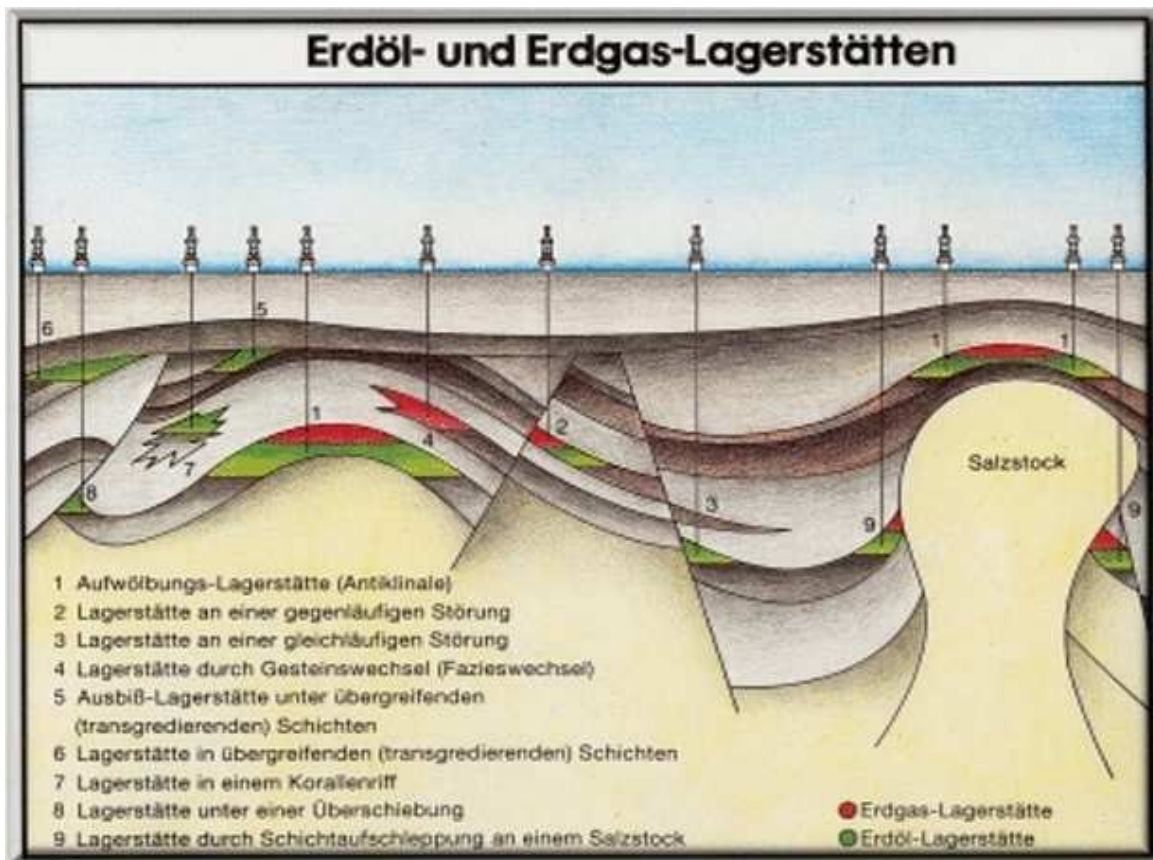


Die wichtigsten Lagerstätten:

1. Unter einer Aufwölbung (Antiklinale)
2. In einem Korallenriff
3. Unter übergreifenden Schichten (Diskordanz)
4. An einer Salzstockflanke
5. An einer gegensinnigen Abschiebung
6. Scheitellagerstätte

Riesige Ölvorräte finden sich in Ölsanden und Ölschiefen, vor allem in Nord- und Südamerika sowie in Australien. Solche Lagerstätten werden jedoch derzeit aus wirtschaftlichen Gründen noch kaum abgebaut. Da die Gewinnung und die Veredlungsverfahren sehr kostenintensiv sind, lohnt sich der Abbau nur, wenn der Ölpreis circa 30 \$ pro Barrel (amerikanische Maßeinheit für Flüssigkeit; 1 Barrel = 163,56 dm³) betragen würde. Diese Marke wurde Anfang der achtziger Jahre überschritten, das Gewinnungsverfahren war damals allerdings noch doppelt so teuer wie heute.

Lagerstättenbeispiel



Die größten Erdölförderstaaten:

Einige der größten Förderstaaten der Erde haben sich zu einer Organisation zusammengeschlossen, die sich *OPEC* (Organization of Petroleum Exporting Countries) nennt. Die OPEC wurde 1960 gegründet und besaß zeitweise die Monopolstellung in der Öllieferung der Erde, wodurch sie den Ölpreis bestimmen konnte. 1973 und 1980 begrenzte die OPEC die Produktionsmenge und löste dadurch eine Erdölkrise aus. Durch die Erdölfunde in der Nordsee, in Alaska oder in Sibirien verlor die OPEC an Macht, da ihre Monopolstellung dadurch eingeschränkt wurde.

Die OPEC-Staaten sind:

Algerien, Gabun, Indonesien, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate.

Weitere große Länder die nicht zu den OPEC-Staaten gehören, Erdöl fördern und exportieren sind:

USA und Russland

3.2 Das Finden

Verfahren zur Erdölsuche

Grundlage für die Erdölsuche ist möglichst genaues Kartenmaterial. In bestimmten Gebieten (zum Beispiel im Iran) kann man die Lagerung der Formationen bereits an der Erdoberfläche erkennen und bedient sich am besten der Luftbildkartierung als Grundlage der Karten. In Gebieten mit zum Teil mächtiger Überdeckung der tieferen Schichten durch junge Formationen oder im Offshore - Bereich muss man sich mit topographischen Karten oder sogar lediglich dem Koordinatennetz zurechtfinden. Eine weitere Hilfe kann die Luftbildfotographie sein. Die Aufnahmen, die von Flugzeugen aus entstehen, werden in schneller Folge hintereinander gemacht, so dass jedes Bild einer Serie das nächste um etwas zwei drittel überlappt. Außerdem überdeckt jede Serie die Fläche der Vorangegangenen um etwa die Hälfte. Diese Überlappungen ermöglichen es, die Fotos unter dem Stereoskop (Gerät zur körperhaften Darstellung von Bildern) auszuwerten und so schon die meisten topographischen und viele geologische Details zu erkennen und zu messen. Man kann die Unterschiede zwischen verschiedenen Gesteinen bestimmen und die Grenzen zwischen verschiedenen Schichten genau festlegen. Die meisten Einzelheiten der geologischen Struktur kann man somit bereits erkennen, bevor überhaupt jemand das Gebiet betreten hat.

Die Luftbildern allein reichen natürlich nicht aus, um die genauen Gesteinstypen oder das genaue Alter der Gesteinssorten zu bestimmen. Dazu und muss der Geologe selbst das betreffende Gebiet erkunden. Er sucht sich Stellen an denen unterirdisches Gestein an die Oberfläche trifft. An solchen Stellen nimmt er nun Proben, um das Gestein zu bestimmen. Der Geologe kann anhand der Lage des Gesteins das *Einfallen* bestimmen, das heißt: der Geologe schaut sich die Gesteinsschichten an und vergleicht dann ihre Abweichung von der Horizontalen, diese Neigung nennt man dann das *Einfallen*. Durch das *Einfallen*, die Gesteinsfolge und die Fossilien, die sich in dieser Region finden lassen, kann der Geologe einen geschätzten Aufenthalt des Erdöls ausmachen. Die Ergebnisse der Untersuchungen und Messungen werden notiert und in die Karte eingetragen. Falls erforderlich, wird eine Gesteinsprobe mit Fossilien noch im Labor genauer untersucht.

Weitere solcher Beobachtung vermitteln dem Geologen allmählich ein vollständiges Bild der an der Oberfläche anstehenden Gestein. Er kann daraufhin eine Karte anfertigen die durch einen Querschnitt ergänzt wird. Auf Grund der Geologischen Unterlagen wird dann eine geophysikalisches Messprogramm ausgearbeitet, dass Aufschlüsse über die Lagerung der Schichten unter Tage ergeben soll.

Lassen die Ergebnisse der Untersuchungen auf geeignete Gesteine und strukturelle Elemente schließen, wird die beste der entdeckten Strukturen durch eine Bohrung, *Wildcat*, erkundet. Sie dient hauptsächlich dazu, den Poreninhalt der verschiedenen Schichten festzustellen.

Zudem soll sie Informationen über die durchbohrten Gesteine erbringen und drittens wird durch entsprechende Messungen ermittelt welche Druck- und Temperaturverhältnisse in der Tiefe herrschen. Findet man Öl und beschließt, dass es lukrativ wäre das Öl zu fördern, so wird die Bohrung erweitert um mit der Förderung beginnen zu können.

Unter normalen Voraussetzungen haben die ersten Bohrungen auf den besten Strukturen sehr gute Erfolgchancen. In vielen Gebieten der Erde werden jedoch Öl- und Gasansammlungen unter bestimmten Verhältnissen angetroffen, die viele Bohrungen in unterschiedlichen Erdöllagerstättentypen erfordern, um die Bedingungen für die Ölentstehung in diesem Gebiet und die Eigentümlichkeiten der Lagerstätten aufzuklären. In solchen noch unbekanntem Lagerstätten können durchaus sehr große Ölmengen entdeckt werden.

Es gibt jedoch noch ein weiteres Verfahren um geeignete Bohrstellen auszumachen. Dieses Verfahren heißt :

3D Seismik

Das *3D Seismik*-Verfahren beruht wie beim Echo auf dem Prinzip der reflektierten Schallwellen. Bei den Messungen werden durch kleine Sprengungen in flachen Bohrlöchern, durch Vibrationsgeräten oder durch Luftpulser im Wasser künstlich Schwingungen ausgelöst, die von den verschiedenen Gesteinschichten im Untergrund unterschiedlich an die Oberfläche zurückgeworfen werden. Dort werden die zurückkehrenden Schallwellen mit ihren gesteinspezifischen Informationen von hochempfindlichen Geophonen registriert, in elektrische Impulse umgewandelt und in einer zentralen Messapparatur digital auf Magnetband aufgezeichnet. Danach kann man anhand der Impulse, die bei jedem Gestein verschieden sind, feststellen, ob die abgesuchten Gesteine Erdöllagerstätten enthalten.

<http://www.hausarbeiten.de/faecher/hausarbeit/gog/12563.html>

Viele ölhaltige Gesteinsfelder der Welt entdeckte man in historischen Zeiten, weil Erdöl an die Oberfläche gesickert war. Auf derartige Zufallsfunde kann sich jedoch die moderne Lagerstättenforschung längst nicht mehr verlassen. Lagerstätten werden heute mit einem sehr großen und teuren wissenschaftlichen und technischen Aufwand gesucht. Bei der Exploration und Prospektion von Erdöllagerstätten arbeiten viele geowissenschaftliche und technische Disziplinen zusammen: Geologie (speziell Lagerstättenkunde, Sedimentologie und Tektonik), Paläontologie, Geophysik (speziell Seismik), Geochemie und Photogrammetrie. Gesucht werden geologische Strukturen, die die Voraussetzungen für eine Lagerstättenbildung besitzen: Gesteine, die sich in einem entsprechen Milieu (Meeresbecken, Kontinentalschelf) gebildet haben (Erdölmuttergestein, die aber auch weit entfernt, sogar außerhalb des Untersuchungsgebiets liegen können), Migrationsmöglichkeiten, ein Speichergestein mit Deckschichten sowie tektonische Strukturen, die eine Erdölfalle bilden. Eine weitere Voraussetzung ist eine Zeitspanne, die die Entwicklung der Lagerstätte zuließ.

Die geologische Kartierung der anstehenden Sedimentgesteine ermöglicht eine Interpretation der tiefer liegenden Schichten und Strukturen. Die Auswertung von Luftbildern geht meist einer Kartierung zuvor, vor allem in unzugänglichen Gebieten, und ergänzt diese Arbeiten. Weitere Informationen werden durch erste Probebohrungen und die Entnahme von Proben aus den angebohrten Gesteinsschichten gewonnen. Messungen direkt im Bohrloch (z. B. Magnetfelder, Geothermie) ergänzen diese Daten. Außerdem zeigen immer komplexere seismische Verfahren – die Reflexion und Brechung von künstlich erzeugten Druckwellen, die sich durch die Gesteine fortpflanzen – Einzelheiten des Aufbaus und der Lagerung der Schichten. Die Gravimetrie erlaubt es, Dichteunterschiede des Untergrundes aufzuspüren. Die Gesteine werden mineralogisch und geochemisch analysiert, ihr Fossilinhalt wird paläontologisch untersucht, um Alter und Abfolge der Schichten festzustellen. Letztendlich ist

jedoch die Probebohrung der sicherste Weg, um das Vorhandensein von Öl unter der Erde nachzuweisen.

Ein Ölfeld kann aus mehr als einer Lagerstätte bestehen, d. h. aus mehr als einer einzigen, durchgehenden, begrenzten Ansammlung von Öl. Es kann sogar vorkommen, dass mehrere Lagerstätten übereinander liegen und durch Schieferton und undurchlässige Gesteinsschichten voneinander getrennt sind (siehe oben). Solche Lagerstätten können von ein paar Hektar bis zu etlichen Quadratkilometern groß und von ein paar bis zu einigen hundert oder noch mehr Metern mächtig sein. Den überwiegenden Teil des Erdöls hat man bis jetzt in relativ wenigen, großen Lagerstätten gefunden und gefördert. In den USA z. B. stammt die Hälfte der Produktionsleistung und der Reserven aus 60 von schätzungsweise 10 000 Ölfeldern.
http://de.encarta.msn.com/text_761576221___5/Erdöl.html

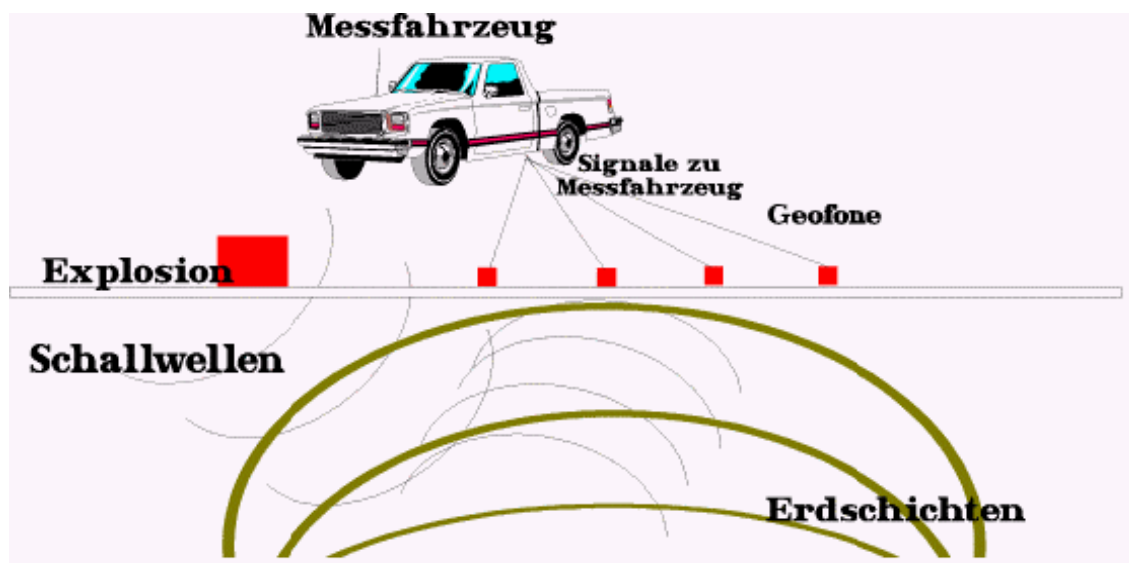
http://weltdewunder.rtl2.de/archiv/2001/10/wdw/Technik/Energie/Erdoel/WieErdoelen_tdecktwird/index.html

Wenn man unter einer bestimmten Stelle ein Erdölvorkommen vermutet, also eine Ansammlung unter einer Kuppel oder Verwerfung, hat man mehrere Möglichkeiten, Indizien zu finden:

- Untersuchen der geologischen Zusammensetzung des Gesteins.
- Magnetische Messungen: Denn bei unterirdischen Kuppeln oder Verwerfungen verändert sich das magnetische Feld der Erde.
- Das "Echolot" (=seismische Messungen):

Durch Explosionen, Vibrationen, Druckluft, oder durch das Fallenlassen von schweren Lasten werden Schallwellen erzeugt, die von den einzelnen Erdschichten zurückgeworfen und anschliessend von hochempfindlichen Geofonen empfangen werden. Die auf diese Weise gewonnenen Daten werden anschliessend vom Computer in eine 3-D Grafik umgewandelt.

Probebohrungen sind trotz hoch entwickelter Technik immer noch der sicherste Weg, um das Vorhandensein von Öl unter der Erdschicht nachzuweisen.



http://images.google.de/imgres?imgurl=http://www.hirtcnc.ch/dhi/referate_vortraege/erdoel/Image7.gif&imgrefurl=http://www.hirtcnc.ch/dhi/referate_vortraege/erdoel/erdoel.htm&h=341&w=510&sz=29&tbnid=O0bgD6ejkyrswM:&

4.1 Die Richtbohrungen

Um genauere Angaben über das unterirdische Gelände zu bekommen, werden an Land mehrere Richtbohrungen senkrecht in den Boden durchgeführt. Auf diese Weise erhält man ein genaues 3-Dimensionales Abbild der Ölquelle.

4.2 Das Bohren

Auf dem Meer werden die Richtbohrungen von einer Bohrplattform aus teils diagonal in den Meeresboden durchgeführt.



Während auf dem Meer eine Bohrplattform errichtet wird, wird auf dem Land ein einfacher Bohrturm errichtet. Gebohrt wird senkrecht in den Boden, wobei der Bohrer alle neun Meter durch eine neue Röhre verlängert wird. Dies geschieht in der Regel rund 300 mal. Manchmal kommt es vor, dass man wegen wechselndem Gestein oder Verschleiss den Bohrkopf wechseln muss. Dazu muss der Bohrkopf komplett nach oben geholt werden (Abschrauben aller angesetzten Rohre!). Dies nennen die Bohrleute Rundgang. Um dem Bohrkopf einen gewissen Halt zu geben, wird eine Betonröhre mit einer gewissen Länge in den Boden gegossen. Um das durchbohrte Gestein zu entfernen, wird durch das Gestängerohr Wasser hinuntergeschüttet und dann zwischen dem Rohr und der Bohrung wieder nach oben geleitet (der Bohrkopf hat einen grösseren Umfang als das Gestängerohr). Nach Abschluss der Bohrarbeiten wird der Bohrturm abgebrochen und über dem Bohrloch ein kompliziertes System von Absperventilen, der sogenannte "Christbaum" angebracht.

Förderplattformen im Meer

Öl aus dem Untergrund des Meeres zu gewinnen erfordert insbesondere in tieferem Wasser und unter rauen Wetterbedingungen, wie sie zum Beispiel in den nördlicheren Breiten der Nordsee herrschen, äußerst stabile und dauerhafte Fördereinrichtungen. So wurden auf dem Meeresboden verankerte Förderplattformen entwickelt, die zu den spektakulärsten technischen Gebilden der Gegenwart gehören.

Eine dieser überaus beeindruckenden Bauwerken ist die Plattform *Gullfaks A*. Sie ist eine in der Nordsee gebaute Bohrinselform und gehört einer Norwegischen Erdölgesellschaft. Der Erste Stock von *Gullfaks A* liegt 30 Meter über dem Wasser. Die Bohrung dieser Insel reicht bis in eine Tiefe von 5000 Metern. Der Durchmesser dieser Bohrung beträgt einen Meter. Diese Plattform fördert 380 Barrel Erdöl jeden Tag, wodurch die Fördereinrichtungen stark strapaziert werden. Doch nicht nur die Fördereinrichtungen solch einer Bohrinselform werden stark beeinflusst, auch die Rohre der Bohrinselformen, die das Gas und Öl befördern, müssen extremen Anforderungen standhalten. Der Betriebsdruck, der auf einer dieser Gasleitungen liegt, beträgt zwischen 480 und 500 Barrel

Ölpreisschock – der Motor der Mittelplate

Die Ölpreisschocks von 1973 und 1979 machten die eigentliche Geburtsstunde der Mittelplate aus. Die Erkenntnis, vollkommen abhängig von Ölimporten zu sein, führte dazu, dass man sich auf den Abbau der Ölreserven im eigenen Land konzentrierte. Bisher hielt man eine Förderung dieser für unrentabel. Schon länger vermuteten Geologen im Wattenmeer größere Ölvorkommen. Unter einer Sandbank, der so genannten Mittelplate, entdeckte man schließlich Deutschlands größtes Ölfeld. Seine Ausbeutung erschien unter dem Eindruck der Ölkrise nun auch wirtschaftlich interessant.

Nach mehreren Probebohrungen begannen 1985 trotz starker Widerstände seitens der Naturschützer die Bauarbeiten an der Bohr- und Förderinsel im Nationalpark Wattenmeer. Wegen der Lage im Watt konstruierte man eine absolut dichte Stahl- und Betonwanne, um Verschmutzungen des Wattenmeers durch Öl zu vermeiden.

Förderung

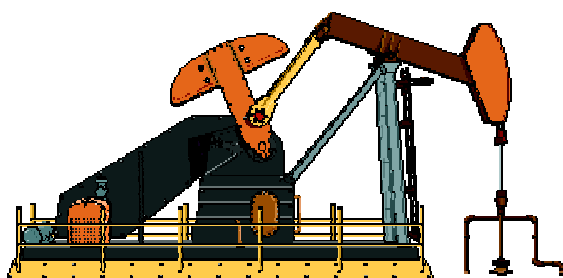
1987 floss dann das erste Öl aus dem Ölfeld. Heute strömen aus 16 Bohrungen im Wattenmeer täglich rund 3.000 Tonnen Rohöl. Dieses kommt aus etwa 3.000 Meter Tiefe und ist, wenn es an die Oberfläche gelangt, noch etwa 60 °C warm. Bei dem Öl handelt es sich allerdings um tiefschwarzes, schweres Öl von relativ schlechter Qualität.

Dennoch arbeiten und leben bis zu 90 Leute zwei Wochen ununterbrochen im 3-Schicht-Betrieb auf der Mittelplate, um den "schwarzen Schatz" zu heben. Die meisten Menschen sind dann auf der Plattform, wenn das Ölfeld mit einer weiteren Bohrung angezapft wird. Zusätzlich zu den bereits vorhandenen Bohrungen ist eine weitere in Planung. Denn die Lagerstätte soll schnellstmöglich ausgebeutet werden, nach dem Motto: Je kürzer die Förderzeit, desto rentabler das Geschäft.

Deshalb hat man 1998 zusätzlich vom Festland die Lagerstätte angebohrt. Diese Bohrung geht über 8 km waagrecht in 2.000 m Tiefe und ist ein echter Superlativ. Zwar erreicht man vom so genannten Dieksand aus nur den östlichen Teil des Ölfeldes, doch dafür wird ungebremst gefördert. Im Watt hingegen ist man gewissermaßen abhängig von den Gezeiten.

<http://www.quarks.de/dyn/17486.phtml>

4.3 Die Primärförderung



Die meisten Bohrungen in den USA werden mit dem 1844 von R. Beart in Grossbritannien zum Patent angemeldeten Rotary-Verfahren durchgeführt.

Der Gestängestrang (miteinander verbundene Rohre) hängt beim Rotary-Bohrverfahren am Bohrturm. Dieser Strang ist mit dem Drehtisch

am Bohrturmboden verbunden und wird gedreht. Der am Ende des Stranges liegende Bohrkopf hat drei konische Räder mit gehärteten Zahnsitzen.

Das Erdöl in der Falle steht unter dem sogenannten Lagerstättendruck. Beim öffnen der Falle dehnt sich das in beträchtlicher Menge im Rohöl gelöste Erdgas sofort aus und treibt zusammen mit dem Lagerstättendruck das Rohöl in das Bohrloch. In manchen Fällen ist der Druck in der Lagerstätte groß genug, um das Rohöl an die Oberfläche zu befördern. Dies nennt man eruptive Förderung. Der Lagerstättendruck reicht jedoch meist schon am Anfang nicht aus und es müssen andere Verfahrensweisen wie z.B. das Einpressen von Wasser, Dampf oder Erdgas (Gaslift) angewendet werden.

4.4 Sekundär Förderung:

Um gute Produktionsbedingungen aufrecht zu erhalten, ist es erforderlich, die mit der Primärförderung entnommene Energie von außen wieder zurückzuführen und damit den Lagerstättendruck wieder aufzubauen. Die Verfahren zur Druckerhaltung sind *Wasserfluten* und *Gasinjektionen*, die zusammen als Sekundärverfahren bezeichnet werden. Die gebräuchlichste Methode stellt das *Wasserfluten* dar, bei dem fortlaufend Wasser in das Speichergestein gepresst wird, um den Lagerstättendruck zu erhöhen oder aufrecht zu erhalten. Durch die Anwendung von Sekundärverfahren kann der Entölungsgrad im Durchschnitt auf 32% gesteigert werden.

4.5 Tertiär Förderung:

Die sogenannten Tertiären Gewinnungsverfahren ermöglichen es den Nutzungsgrad von Erdöllagerstätten auf circa 45% zu erhöhen. Sie wirken auf die Kräfte ein, die das Erdöl im Speichergestein zurückhalten und seine Bewegung im Porenraum behindern, insbesondere seine Zähflüssigkeit.

In Deutschland werden vor allem thermische Tertiärverfahren angewandt. Sie versuchen die Zähflüssigkeit des Öls zu verringern. Unter den thermischen Verfahren hat das Einpressen von Wasser und Dampf die größte Bedeutung. Da Tertiäre Förderverfahren äußerst kostenintensiv sind, lassen sie sich nur bei einem ausreichend hohen Ölpreisniveau rentabel anwenden. Das geförderte Erdöl muss über Tage aufbereitet werden, damit es die für die Verarbeitung in einer Raffinerie erforderliche Qualität erreicht. Zu diesem Zweck werden das in dem Rohöl enthaltene Erdölgas und Verunreinigungen wie Lagerstättenwasser, Sand und Salz in zentralen Sammelstellen abgeschieden.

4.6 Turbinenbohren:

Ein anderes modernes Bohrverfahren ist das Turbinenbohren. Dabei sitzt die antreibende Turbine unmittelbar über dem Meißel und wird von der Spülflüssigkeit angetrieben. Solche Meißeldirektantriebe werden zum ändern der Bohrrichtung benutzt, dem sogenannten Ablenkbohren. Bei diesem Verfahren wird das Bohrloch ab einer bestimmten Tiefe von der vertikalen Bohrrichtung abgelenkt, das heißt: die vertikale Bohrrichtung wird durch die Richtungsänderung des Bohrkopfes in die horizontale gebracht. Dies bringt folgende Vorteile mit sich: Lagerstätten unterhalb dicht besiedelter, unter Wäldern, Mooren und anderen Biotopen können erschlossen werden, was dem Umweltschutz sehr zu Gute kommt. Durch Hilfe einer Richtbohrung lässt sich von einer einzigen Förderplattform ein kreisförmiges Areal abbohren, so dass man weit weniger Plattformen benötigt.

Kostenfaktor:

Für eine heute typische Bohrung in eine Tiefe von 5000 Metern entstehen Kosten in Höhe von 14 bis 20 Millionen DM.

Auswertung der Bohrergebnisse:

Die geologische Auswertung jeder Bohrung erfordert eine Reihe von verschiedenen Messungen, Beobachtungen und Untersuchungen. Die mit der Spülung ausgewaschenen Gesteinsbröckchen und die mit ringförmigen Spezialmeißel erbohrte Gesteinskerne erlauben es den Geologen in Verbindung mit physikalischen Bohrlochmessungen oder Testen, Aufschluss über die durchbohrte Schichtenfolge, die Gesteinsart, sowie Inhalt und Art des Gesteins zu bestimmen.

Um beurteilen zu können ob eine Bohrung fündig geworden ist oder nicht, sind Angaben über die Porösität, Wasser- oder Kohlenwasserstoffsättigung, Durchlässigkeit, Temperatur, Druck, Verlauf der Formationen und die mineralische Zusammensetzung des Gesteins sehr wichtig. Zur Ermittlung dieser Daten dienen Sonden die an einem Kabel in das Bohrloch eingeführt werden und die benötigten Größen von Druck, Temperatur und weiteren, messen. Die durch das Kabel übertragenen Daten werden auf einem Diagramm und gleichzeitig auf einem Magnetband aufgezeichnet. Die hierdurch gewonnenen Daten werden von Spezialisten direkt vor Ort oder erst später in einem Rechenzentrum ausgewertet. Erdöl enthaltende Formationen lassen sich dann mit Sicherheit erkennen.

Nach der Entdeckung des Erdölvorkommens werden in einer zweiten Phase Erweiterungsbohrungen durchgeführt, die die Ausdehnung des Feldes feststellen sollen. Mit Hilfe aufwendiger, physikalischer Untersuchungen und Berechnungen lässt sich dann ermitteln, wie hoch die förderbaren Reserven liegen.

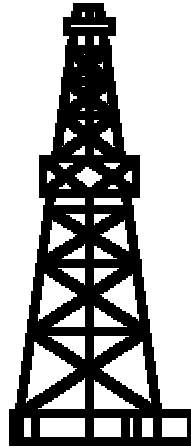
Um das in der Lagerstätte enthaltene Erdöl mit möglichst wenigen Bohrungen zu erschließen, sind viele Faktoren zu berücksichtigen (geologische, physikalische, wirtschaftliche und technische).

Anzahl, Abstand und Art der Bohrung in einem Feld sind ausschlaggebend für die Kosten der Förderung.

4.8 Die Offshorebohrungen

Aus Ölfelder unter dem Meeresspiegel werden mit Hilfe sogenannter Offshorebohrungen mit schwimmenden oder am Meeresboden befestigten Bohrseln Öl gefördert. Die Bohranlagen werden auf Plattformen in Gewässern von bis mehreren hundert Meter installiert. Die Plattformen können auf dem Wasser schwimmen oder auf Füßen im Meeresboden verankert werden, so dass sie Wellen, Wind und - in arktischen Gewässern- Eisschollen standhalten können.

Bei den Offshorebohrungen ist wie bei der Primärförderung ist der Bohrturm im Grunde genommen eine Anlage zum Aufhängen und Drehen des Gestängerohres. Je weiter der am vorderen Ende des Gestängerohres angebrachte Bohrmeißel in die Erdkruste eindringt ,oder sich ganz am Anfang den Weg durch das Gewässer sucht, werden weitere Stangen angefügt. Das Eigengewicht des Gestängerohres liefert im Wesentlichen die Kraft zum Schneiden der Erde. Auf diese Weise wurden bereits genaue Bohrungen in Tiefen von mehr als 6,4 Kilometer unter dem Meeresspiegel durchgeführt. Weltweit wird heute mehr als ein Drittel des Erdöls offshore gefördert.



4.9 Die Wassereinpressung

Die Wassereinpressung, die zum erstenmal auf den Ölfeldern von Pennsylvania (USA) mehr oder weniger zufällig angewendet wurde, kommt heute weltweit zum Einsatz. Bei der Wassereinpressung lässt sich der Druck in der Lagerstätte und somit die Geschwindigkeit bei der Rohölförderung erhöhen. In manchen Lagerstätten, die sehr gleichmässig sind und wenig Ton enthalten, lässt sich mit dieser eher einfachen und unkomplizierten Methode die Rohölförderung um bis zu 60% steigern.

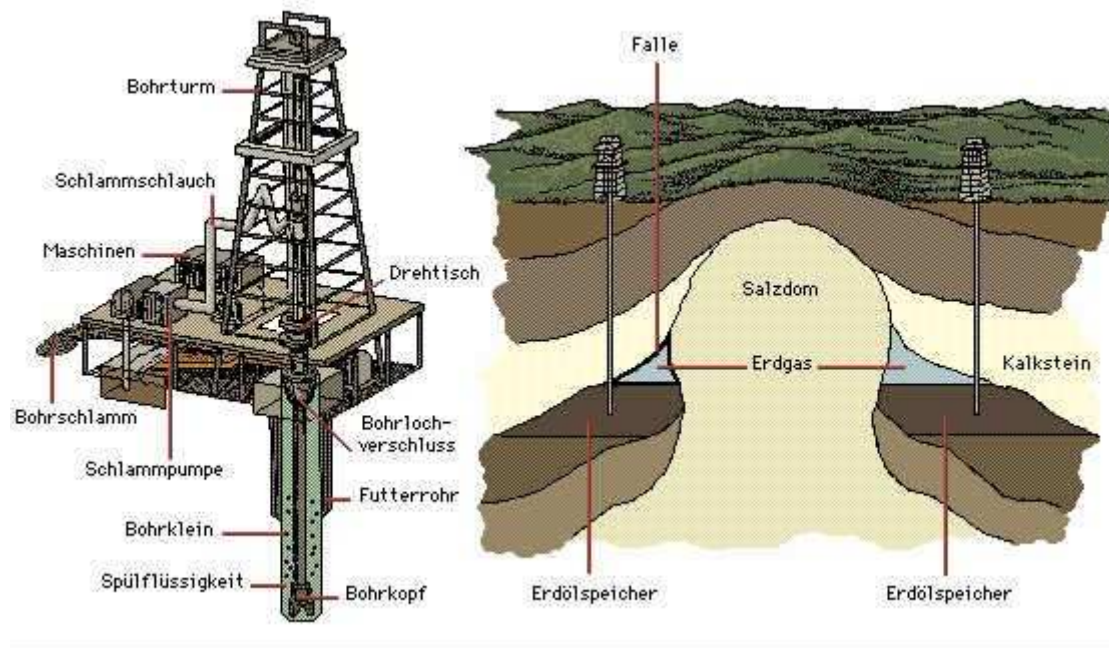
4.10 Die Dampfeinpressung

Dieses Verfahren verwendet man in Lagerstätten mit sehr zähflüssigem (=viskosem) Öl. Durch den überhitzten Wasserdampf mit einer Temperatur von ca. 340°C wird das Rohöl an die Oberfläche getrieben und die Viskosität des Rohöls durch die Erhöhung der Lagerstätten Temperatur erhöht.

4.11 Rotary-Verfahren

Die meisten Bohrungen in den USA werden mit dem Rotary-Verfahren niedergebracht. Dieses Verfahren meldete 1844 R. Beart in Großbritannien zum Patent an. Bei Rotary-Bohrverfahren hängt der Gestängestrang (miteinander verbundene Rohre) am Bohrturm. Der Strang ist mit dem Drehtisch am Bohrturmboden verbunden und wird gedreht. Der Bohrmeißel am Ende des Stranges hat im Allgemeinen drei konische Räder mit gehärteten Zahnschneiden. Das Bohrklein wird mit Hilfe einer pumpengetriebenen Spülanlage kontinuierlich an die Oberfläche gefördert. Das Erdöl in der Falle steht unter einem Druck, dem so genannten Lagerstättendruck. Meist sind im Rohöl beträchtliche Erdgasmengen gelöst. Beim Öffnen der Falle dehnt sich das frei werdende Gas sofort aus und treibt zusammen mit dem Lagerstättendruck das Erdöl in das Bohrloch. In manchen Fällen ist der Druck groß genug, um das Öl an die Erdoberfläche zu fördern (eruptive Förderung). Meist muss aber das Öl bereits zu Beginn der Förderung an die Oberfläche gepumpt werden. Andere Verfahrensweisen sind das Einpressen von Erdgas (Gaslift) oder Wasser. Im Laufe der Zeit sinkt die Rohölmenge so weit ab und die Kosten für die Förderung steigen so stark an, dass der Betrieb des Bohrloches mehr kostet, als mit dem Verkauf des Rohöls (nach Abzug der

Betriebskosten, Steuern, Versicherungen und der Kapitalrendite) eingenommen wird. Die Wirtschaftlichkeitsgrenze des Bohrloches ist erreicht, das Bohrloch wird stillgelegt.



4.12 Forcierte Erdölförderung

Wenn die Primärförderung ihre Grenzen erreicht, wurden schätzungsweise nicht mehr als 25 Prozent des Rohöls aus einer bestimmten Lagerstätte gefördert. Die Ölindustrie hat daher sekundäre und tertiäre Verfahren entwickelt, um die Förderung von Rohöl zu intensivieren. Diese ergänzenden Methoden bezeichnet man auch als forcierte Erdölförderung. Dadurch lässt sich die Rohölförderung auf einen Gesamtdurchschnitt von 33 Prozent der in der Lagerstätte vorhandenen Ölmenge steigern. Zwei Verfahren werden heute erfolgreich angewendet: die Wassereinpressung (Wasserfluten) und die Dampfeinpressung (thermisches Fluten). Darüber hinaus kommen auch andere, spezielle Verfahren zum Einsatz (z. B. Lösungsmittelfluten, chemisches Fluten).

Befindet sich die Erdöllagerstätte nahe der Erdoberfläche, so kann das Öl im Tagebau gewonnen werden, Beispiel: Athabasca-Erdölsande, Alberta, Kanada. Zu Beginn der Erdölnutzung wurde es an einigen Orten auch

im Tiefbau gewonnen, zum Beispiel bei Wietze, westlich Celle (Niedersachsen, Deutschland). Aus tieferen Lagerstätten wird Erdöl durch Sonden gefördert, die durch Bohrungen bis zur Lagerstätte eingebracht werden. Es existieren auch Bohrsinseln die ein Fördern mitten im Meer ermöglichen. Wobei zum Teil die Bohrplattformen durch Förderplattformen ersetzt werden.



Bild 1: Erdöl-Bohrmeißel mit je 3 gezähnten Kegelrollen

Zum Bohren werden Hohlbohrer verwendet, damit das Bohrklein aus dem Bohrloch zutage transportiert werden kann. Das Bohrwerkzeug besteht aus Stahlrohren, die zu einem immer längeren Rohrgestänge, dem Bohrstrang, aneinandergeschraubt werden können. Am unteren Ende befindet sich das eigentliche Bohrwerkzeug, der so genannte Bohrmeißel. Meistens besitzt der Bohrmeißel drei gegeneinander winklig angeordnete, gezähnte Kegelrollen (Bild 1), die zum Bohren in hartem Gestein mit Diamanten besetzt sein können, aber auch andere Formen werden verwendet.

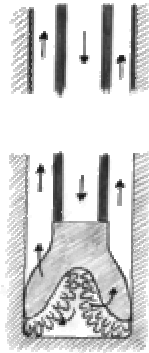


Bild 2: Erdölbohrloch mit Bohrmeißel, Längsschnitt, schematisch, oben verrohrt

Meistens wird der gesamte Bohrstrang und damit auch der Bohrmeißel von einer motorgetriebenen Vorrichtung über Tage (Drehtisch) gedreht (Rotary-Verfahren). Der Bohrmeißel hat einen größeren Durchmesser als das Rohrgestänge, so dass um das Gestänge herum ein Hohlraum entsteht (so genannter Ringraum), der zur Verhinderung seines Zusammenbrechens mit einem Stahlrohr ausgekleidet wird („Casing“) (Bild 2).



Bild 3: Erdölbohrturm mit Rohrgestängeabschnitten, daneben Behälter für die Bohrflüssigkeit
Um das Bohrklein herauszufördern, wird eine Bohrflüssigkeit durch das Bohrrohr eingepresst, die an der Bohrkronen austritt und im Ringraum zusammen mit dem Bohrklein wieder nach oben gedrückt wird. Die Bohrflüssigkeit muss ein hohes spezifisches Gewicht und eine hohe Viskosität aufweisen, damit sie durch das hohle Bohrgestänge eingepresst und durch den Ringraum wieder ausgepresst werden kann und damit das Bohrklein dabei mitgerissen wird (Wasser, das unter anderem gelöste Polymere und suspendiertes Baryt-Mehl enthält). Manchmal wird die Bohrspülung auch benutzt, um damit einen Motor direkt über dem Bohrmeißel anzutreiben, so dass nur der Bohrmeißel, nicht aber der gesamte Bohrstrang

gedreht wird. Damit die einzelnen Rohre des Bohrgestänges gehandhabt werden können, wird über dem Bohrloch ein Bohrturm errichtet (Bild 3), in dem sich auch die Vorrichtung zum Drehen des Bohrgestänges mittels Motor befindet.

Wenn die Gegebenheiten es erfordern, kann auch in weiten Bögen gebohrt werden, so dass eine Lagerstätte auch von der Seite aus erschlossen werden kann (*siehe: Richtbohren*), zum Beispiel bei Lagerstätten unter besiedeltem, schwierigem, zu schützendem oder militärisch genutztem Gelände.



 Bild 4: Erdölförderung mit einer Tiefpumpe

In größerer Tiefe steht das Erdöl unter dem Druck der auflastenden Erdschichten und gegebenenfalls des assoziierten Erdgases und wird nach Anbohren aus dem Bohrloch gepresst, da es leichter als Wasser und das umgebende Gestein ist. Beim ersten Anbohren der Lagerstätte muss deshalb das Austreten des unter Druck stehenden Öls mit einer speziellen Vorrichtung („Preventer“) verhindert werden, die sich am oberen Ende des Bohrgestänges befindet. In der ersten Zeit kann das Öl meistens ohne weitere Maßnahmen durch den Eigendruck in der Lagerstätte gefördert werden (Primärförderung). Lässt der Lagerstättendruck nach, muss das Öl mit Tiefpumpen zutage gefördert werden, die von übertage über ein Bohrgestänge angetrieben werden (Pferdekopf-Antrieb, Bild 4).



 Erdölplattform (Bohrinsel) im Meer zum Bohren und Fördern

Der Lagerstättendruck kann durch Einpressen von Wasser oder Erdgas mittels durch Bohrungen eingerichteter Einpresssonden erhöht werden (Sekundärförderung). Die Durchlässigkeit des Speichergesteins kann durch Einpressen von Säuren erhöht werden, wodurch Komponenten des Speichergesteins, zum Beispiel Karbonate, gelöst werden. Im Lauf der Lagerstättenausbeutung steigt der Wasser-Anteil im Fördergut, später wird in der Regel mehr Wasser als Öl gefördert, zum Teil mehr als 90 % Wasser. Durch primäre und sekundäre Förderverfahren können je nach Lagerstättenverhältnissen etwa 20 bis 50 % des Erdöls, das sich in der Lagerstätte befindet („oil in place“) gewonnen werden. Der Rest wird durch die beschriebenen Förderverfahren nicht von den Feststoffen des Speichergesteins

abgelöst. Weiteres Öl kann aber durch spezielle Verfahren gewonnen werden (Tertiärförderung). Dazu gehören:

- Wärmeverfahren: Einpressen von Heißwasser oder Heißdampf („Dampfpluten“) oder Verbrennen eines Teils des Erdöls in der Lagerstätte;
- Einpressen von N₂ (Stickstoff);
- Einpressen von CO₂ (Kohlenstoffdioxid), das den Lagerstättendruck erhöht und sich im Öl löst und dadurch dessen Viskosität vermindert („CO₂-Fluten“);
- Einpressen von Leichtbenzin oder Flüssiggas, die ebenfalls die Viskosität des Öls erniedrigen.
- Einpressen von wässrigen Lösungen Viskosität erhöhender Stoffe (organische Polymere), wodurch das Öl besser von den Feststoffen abgelöst wird („Polymerfluten“);
- Einpressen von wässrigen Lösungen grenzflächenaktiver Stoffe (Tenside), die sich an den Grenzflächen Öl/Feststoff und Öl/Wasser anreichern und so das Öl vom Feststoff lösen und im Wasser fein zerteilen, emulgieren („Tensidfluten“).

Die Tertiärverfahren werden teilweise auch kombiniert. Ein beträchtlicher Rest des Erdöls kann aber bisher mit keinem Verfahren aus der Lagerstätte gewonnen werden.

Besondere Schwierigkeiten bereitet die Erdölförderung aus Lagerstätten, die sich unter Gewässern befinden („Off-shore-Gewinnung“). Hier müssen zur Erschließung der Lagerstätte auf dem Gewässergrund stehende oder darüber schwimmende Bohrplattformen (Bild 5) eingerichtet werden, von denen aus gebohrt und später gefördert werden kann. Hierbei ist das Richtbohren vorteilhaft, weil dadurch von einer Bohrplattform ein größeres Areal erschlossen werden kann.

<http://de.wikipedia.org/wiki/Erd%C3%B6l#Gewinnung>

Fördermengen

OPEC-Mitgliedsländer und ihre Erdöl-Förderung 1999		- Mio t -
Naher Osten	Saudi Arabien	413,4
	Iran	180,4
	Irak	132,5
	V.A. Emirate	109,6
	Kuwait	97,9
	Katar	35,5
Afrika	Nigeria	98,1
	Libyen	66,4
	Algerien	56,0
Asien	Indonesien	70,5
Amerika	Venezuela	154,8

Quelle: MWV-Mineralölzahlen 1999; Ausgabe Mai 2000

Reserven

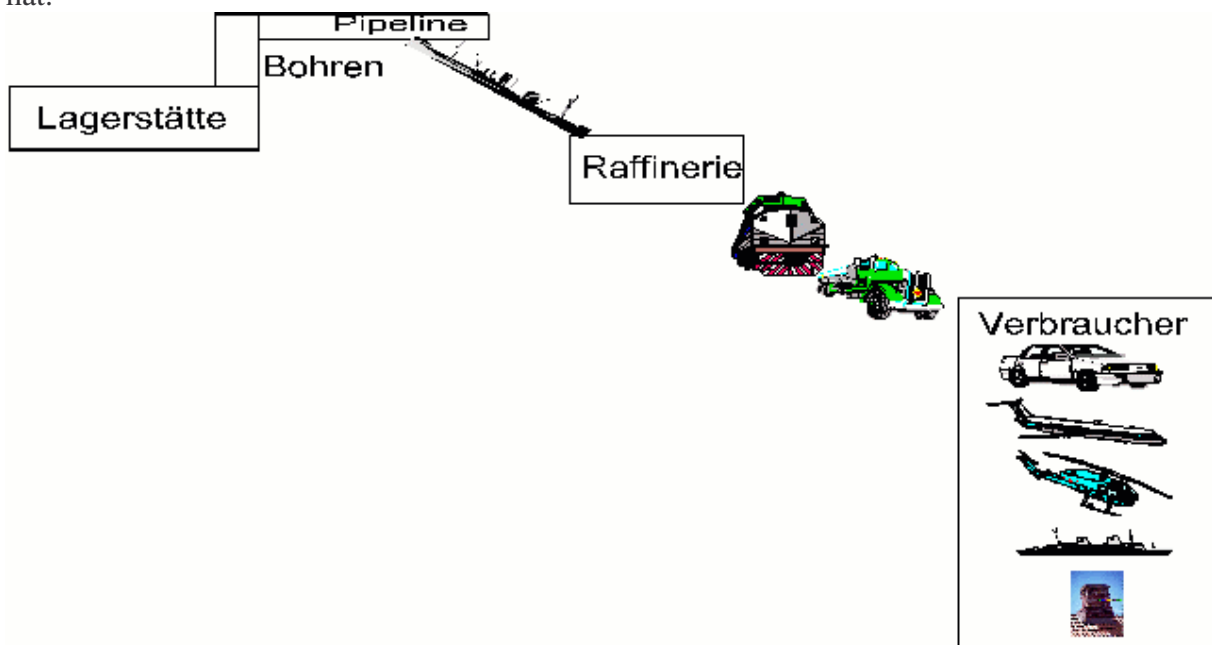
	01.01.2003	01.01.2004	Anteil 2004
Naher Osten Saudi-Arabien	685.830	727.338	57,5%
Iran (OPEC)	260.964	261.068	20,6%
Irak (OPEC)	90.378	126.757	10,0%
Kuwait (OPEC)	111.250	113.719	9,0%
Arab. Emirate (OPEC)	95.987	98.544	7,8%
Katar (OPEC)	94.712	94.712	7,5%
Oman	14.821	14.821	1,2%
	5.491	5.491	0,4%
Neutrale Zone (OPEC)	5.402	5.402	0,4%
jew. 50% Saudi-A./Kuwait	6.825	6.825	0,5%
Übrige			
Amerika Kanada	314.699	317.175	25,1%
Venezuela (OPEC)	178.612	177.499	14,0%
USA	80.193	80.193	6,3%
Mexiko	22.302	22.530	1,8%
Brasilien	12.654	15.720	1,2%
Übrige	8.181	8.350	0,7%
	12.757	22.883	1,0%
Afrika Libyen (OPEC)	76.228	85.529	6,8%
Nigeria (OPEC)	28.655	34.971	2,8%
Algerien (OPEC)	24.004	24.999	2,0%
Angola	8.638	10.620	0,8%
Übrige	5.535	5.535	0,4%
	9.397	9.404	0,7%
Europa Norwegen	19.501	19.619	1,6%
Großbritannien		10.340	0,8%
Rumänien	10.163	4.592	0,4%
Dänemark	4.643	943	0,1%
Italien	943	1.231	0,1%
Deutschland	1.297	671	0,1%
Türkei	671	450	0,0%
Übrige	346	310	0,0%
	310	1.083	0,1%
	1.128		
Frühere UdSSR/GUS Russland	78.034	78.034	6,2%
Kasachstan	60.161	60.161	4,8%
Aserbaiddschan	9.021	9.021	0,7%
Usbekistan	7.016	7.016	0,6%
Turkmenistan	597	597	0,0%
Ukraine	545	545	0,0%
Übrige	398	398	0,0%
	295	295	0,0%
Ferner Osten China	38.390	37.941	3,0%
Indien	18.425	18.425	1,5%
Indonesien (OPEC)	5.314	5.314	0,4%
Australien	4.938	4.643	0,4%

Malaysia	3.317	3.317	0,3%
Übrige	2.867	2.867	0,2%
	3.530	3.375	0,3%
Welt gesamt	1.212.682	1.265.635	100,0%
OPEC-Anteil	819.942	870.449	68,8%
aktueller Verbrauch	27.375	27.375	.
statische Reichweite	44	46	.

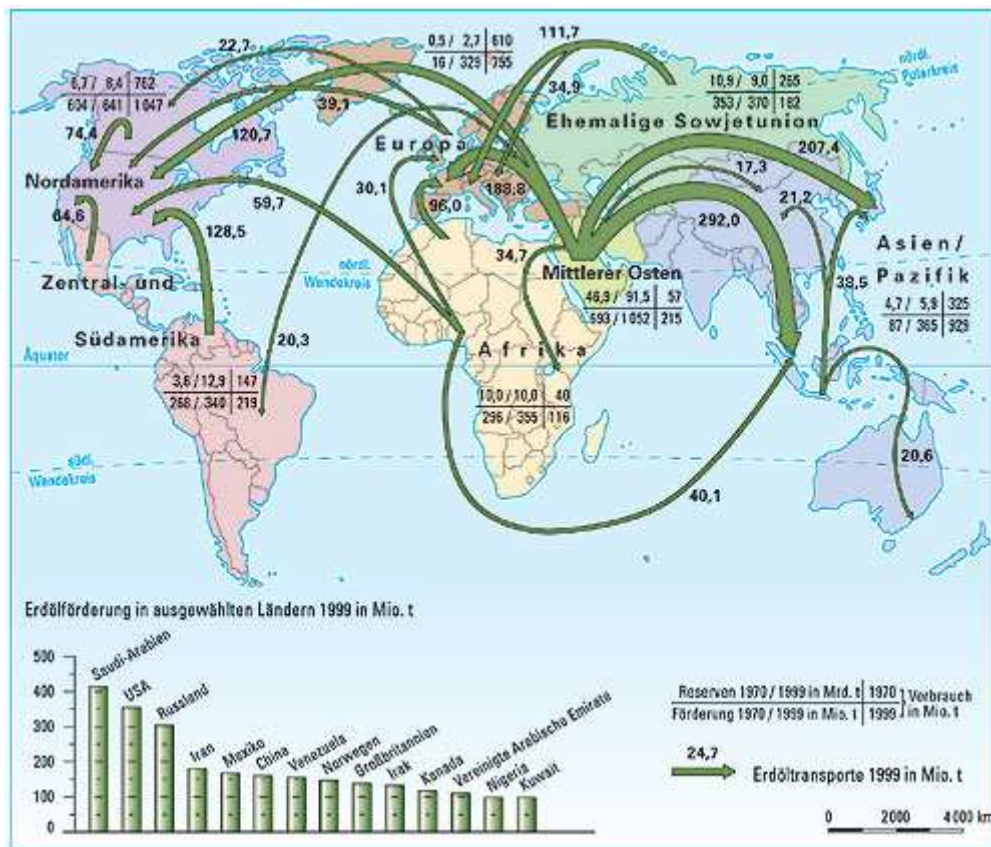
Quelle: Oil & Gas Journal, Energie Informationsdienst vom 16. Januar 2004

5. Der Transport zur Raffinerie

Meist befindet sich das Erdöl nicht dort, wo es verwendet werden kann. Wenn sich die Ölquelle beispielsweise in der Wüste oder im Dschungel befindet, wird es meist per Pipeline zum nächsten grösseren Hafen transportiert. Von dort aus wird es auf kürzestem Weg in die nächste Raffinerie gebracht. Dort wird es verarbeitet und per Zug und oder per Tankwagen dorthin gebracht, wo es verwendet wird. Wenn man bei uns an einer Zapfsäule bei einer Tankstelle Benzin tankt, kann man davon ausgehen, dass dieses Benzin von der Ölquelle bis zur Tankstelle einen weiten Weg zurückgelegt hat.



Infoblatt Transportwege des Erdöls



Karte: Erdölrouten (KLETT-PERTHES)

Einleitung

Erdöl ist weltweit der wichtigste Energieträger. Das Öl muss von den meist entlegenen Lagerstätten und Fördergebieten zu den Verarbeitungszentren, den Raffinerien, transportiert werden. Hier wird es dann zu verkäuflichen Produkten, wie Heizöl oder Benzin verarbeitet. Der Transport der großen Erdölmengen erfolgt über Wasser durch Tankschiffe und über Land durch Pipelines. Dabei übernehmen die Tanker rund 3/5 der weltweiten Fördermenge (das entspricht knapp 2 Mrd. t Rohöl), die restlichen 2/5 werden durch Pipelines transportiert.

Transportmöglichkeit Tanker

Tanker sind Schiffe zum Transport von flüssigen Medien, wie z. B. Erdöl, Wasser oder Kraftstoff. Sie haben ein flaches Deck, welches außer der Brücke kaum Aufbauten besitzt. Zum Entleeren der Ladung haben die Schiffe Pumpen an Bord, sowie einen Kran, der die notwendigen Transportschläuche mit denen die Flüssigkeiten abgeleitet werden, zum Land transportiert. Öltanker werden speziell für den Erdöltransport gebaut. Ihr Antrieb wird zu 90 % von Dampfturbinen betrieben, die gleichzeitig das Rohöl beheizen. Dieses wird bereits im erwärmten Zustand an Bord genommen und muss auch während der gesamten Fahrt weiter beheizt werden. Öltanker sind relativ langsame Schiffe mit einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 15 Knoten (entspricht 28 km/h). Der größte Öltanker weltweit ist die "Jahre Viking". Das Schiff hat eine Tragfähigkeit von rund 565.000 t, eine Länge von 460 m und ist 68 m breit. Ab einem Gesamtgewicht von 250.000 t spricht man von einem Supertanker. Diese großen Schiffe sind zwar sehr lukrativ, bergen aber auch zahlreiche Probleme. So können sie wegen ihres Tiefgangs nur wenige Häfen anlaufen, sie sind zu breit für den Panama- und den Suezkanal und ihre Außenhülle ist

anfällig für Risse. Tanker stellen eine große Gefahr für die Umwelt dar. Um die Folgen von Tankerunglücken zu minimieren, werden heute nur noch Tanker mit 2 Schiffshüllen gebaut.

Transportmöglichkeit Pipeline

Pipelines sind Rohrleitungen, die über große Entfernungen verlegt werden. Sie dienen dem Transport von Flüssigkeiten (z. B. Erdöl) oder Gasen (z. B. Erdgas). Seit Beginn der Erdölförderung wurden Pipelines eingesetzt. Die erste baute man 1865 im US-Staat Pennsylvania. Pipelines bestehen aus Beton oder Stahl und können Durchmesser bis 122 cm besitzen. Die Verlegung erfolgt ober- oder unterirdisch. Zur erhöhten Sicherheit sind in die Leitungen Ventile eingebaut. Sie vermindern bei einem Rohrbruch die Austrittsmenge. Zur Beförderung des Erdöls wird durch Pumpen Druck aufgebaut. Je nach Gefälle werden an der Leitung in bestimmten Abständen Pumpstationen installiert. Im Schnitt bewegt sich das Erdöl mit einer Geschwindigkeit von 5 - 7 km/h und einer Temperatur von 60 - 80 °C durch die Leitungen. Die hohe Temperatur ist wichtig für die Viskosität (Zähflüssigkeit) des Rohöls, welche sich wiederum auf die Geschwindigkeit auswirkt.

Eine Besonderheit sind Offshore-Pipelines. Sie verlaufen am Meeresboden und sind durch dicke Betonschichten beschwert. Hierzu gehören z. B. die Algerien-Sizilien-Pipeline oder die Ekofisk-Emden-Pipeline. Offshore-Leitungen verbinden entweder 2 Landleitungen miteinander oder ein Offshore-Ölfeld (Ölplattform auf Meer) mit dem Festland. Pipelines bieten viele Vorteile: Sie sind Tag und Nacht in Betrieb, umweltfreundlich und nicht vom Verkehr oder klimatischen Verhältnissen abhängig. Da sie sowohl Transportbehälter, -mittel und -weg in sich vereinigen, entfallen Verpackungskosten. Im Vergleich zu Tankern sind Unfälle mit Ölaustritt sehr selten. Ein großer Nachteil ist jedoch der Kostenfaktor bei der Anschaffung. Die Verlegung von 1 km Leitung kostet zwischen 0,5 - 1 Mio. Euro. Trotzdem kommen jährlich rund 25.000 km Leitung hinzu. Derzeit sind weltweit über 3 Mio. km Pipelines verlegt.

Transportrouten weltweit

Das Erdöl muss von den Lagerstätten zu den Verarbeitungs- und Verbrauchszentren transportiert werden. Die Fördergebiete liegen v. a. im Mittleren Osten, in der ehem. Sowjetunion, in Westafrika und Südamerika. Hauptabnehmer sind die westlichen Industrieländer. Zwischen den genannten Gebieten verlaufen die wichtigsten Routen.

größte Rohölexporture:

- Saudi-Arabien (326 Mio. t/Jahr)
- Iran (126 Mio. t/Jahr)
- Vereinigte Arabische Emirate (105 Mio. t/Jahr)

größte Rohölimporture:

- USA (240 Mio. t/Jahr)
- Japan (201 Mio. t/Jahr)
- BRD (89 Mio. t/Jahr)

Wichtige Tankerrouten verlaufen vom Nahen Osten v. a. nach Japan und den USA. Von Westafrika werden Westeuropa und die USA beliefert und von Nordafrika v. a. Westeuropa. Zu den wichtigsten Pipelines gehört die Trans-Alaska-Pipeline in den USA. In Europa sind die Transalpine Ölleitung (TAL), die Nord-West-Ölleitung (NWO) und die Mitteleuropäische Rohölleitung (MERO) von Bedeutung. Sie versorgen auch den Nordwesten und Süden Deutschlands mit Rohöl. Die Raffinerien in Ostdeutschland werden von der russischen Ölleitung Drushba (Freundschaft) versorgt.

Transport von einer Bohrinsel

Von der Bohrinsel gelangt das geförderte Öl nur bei Flut in einem speziellen Schiffstyp mit geringem Tiefgang ans Festland. Diese so genannten Leichter wurden speziell für die Mittelplate konstruiert.

Vor dem Transport lagert das Rohöl in einem großen Tank. Das Fassungsvermögen des Tanks begrenzt somit auch die absolute Fördermenge der Bohrinsel.

Doch die Mittelplate ist in eine perfekte Infrastruktur eingebettet. Die absoluten Wege von der Förderung bis zur Aufbereitung in der Raffinerie auf dem Festland sind sehr kurz. Dieser Umstand macht die offensichtlichen Nachteile durch die Lage im Watt und die schlechte Ölqualität wieder wett.

Beispiel: Trans-Alaska-Pipeline

Diese Erdölleitung befindet sich in Alaska/USA und verläuft von der Pruhoe Bay im Norden zum eisfreien Hafen Valdez am Prince William Sound im Süden. Sie wurde von 1975 - 77 gebaut und hat heute eine Länge von 1.285 km mit einem Rohrdurchmesser von 122 cm. Täglich laufen 300.000 t Öl durch die Pipeline. Die Rohre sind oberirdisch auf Stelzen verlegt, da sie über Dauerfrostboden verlaufen. Die aufgeheizten Leitungen würden sonst im Boden versinken. Die Pipeline überquert 3 Bergketten und über 800 Flüsse und Bäche. Mit einem Kostenaufwand von rund 8 Mrd. \$ ist sie das bisher teuerste Pipelineprojekt der Welt.

Beispiel: Transalpine Ölleitung (TAL)

Die TAL verläuft von Triest nach Ingolstadt. Auf dem Weg dorthin muss das Rohöl von Meeresniveau über mehrere Pumpstationen über den Alpenkamm transportiert werden. 1967 wurde die Pipeline in Betrieb genommen. Sie hat eine Gesamtlänge von 759 km, wobei 454 km durch Deutschland verlaufen. Die Rohre haben einen Durchmesser von 100 cm und eine Kapazität von 42 Mio. t/Jahr. 2003 betrug der Durchsatz (= tatsächlicher Durchlauf) 34,2 Mio. t. Von Ingolstadt führt eine Rohrabzweigung nach Neustadt und eine nach Karlsruhe. Beide wurden bereits 1963 fertig gestellt.

<http://www.klett-verlag.de/klett-perthes/sixcms/klett-perthes/terra-extra/sixcms/detail.php?id=39653>

Negative Aspekte am Öltransport:

Transportmittel für die Beförderung gefährlicher Güter, zu denen auch Mineralöl zählt, müssen spezielle Sicherheitsvorschriften erfüllen.

Trotz dieser Sicherheitsvorschriften kam es in den vergangenen Jahren immer wieder zu Tankerunglücken mit katastrophalen Folgen für die Umwelt, zum Beispiel bei der Exxon Valdez, Estonia, Erika oder bei der Amokadiz.

Auch kam es immer wieder zu Unfällen mit Tankfahrzeugen, wie etwa in Herborn (1987) oder in San Carlos de la Rapita Alfaques, Spanien (1978).

Als Folge von Unfällen belasten Ölverschmutzungen die Umwelt. Tankerunfälle können Küstenregionen gefährden und das Leben von Seevögeln von Meeresbewohnern bedrohen, wie es zur Zeit an der Küste der Galapagos Inseln der Fall ist, doch dort können die Folgen viel extremer ausfallen, da auf diesen Inseln sehr seltene Tierarten leben, die durch die

Ölverschmutzungen stark gefährdet sind. Ölgesellschaften, Reedereien und Regierungen verbessern daher seit Jahren die organisatorischen Möglichkeiten zur Vermeidung solcher Unfälle. Wegen der langwierigen und schwierigen internationalen Verhandlungen sind die Probleme zwar erkannt, aber noch längst nicht alle gelöst.

6. Die Raffinerie

Etwa ein Drittel der in Deutschland verbrauchten Mineralölprodukten kommen in fertiger Form in unser Land. Der überwiegende Teil unserer Importe, ergänzt durch die heimische Förderung, besteht hingegen aus Rohöl, das dann in Raffinerien umgewandelt beziehungsweise verarbeitet wird.

Raffinerien sind die Fabriken der Mineralölindustrie. Sie unterscheiden sich jedoch deutlich von anderen Fabrikationsanlagen. Allein das äußere Erscheinungsbild 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 gasförmigen Zustand verarbeitet oder erzeugt werden. Die Verarbeitungsverfahren sind zum größten Teil computergesteuert. Vor allem dadurch ist die Aufrechterhaltung des stetigen Ablaufes der komplizierten Prozesse möglich. Regel-, Kontroll- und Messgeräte sind in Kontrollräumen zusammengefasst, in denen sie vom Anlagepersonal betreut werden. Von hier aus wird die Anlage „gefahren“, das heißt es werden Drücke, Temperaturen, Flüssigkeitsstände und Qualitätsanforderungen vorgegeben und überwacht.

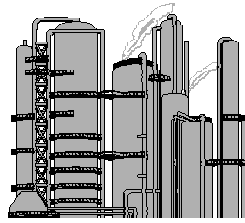
Rund 300 Mitarbeiter braucht eine Raffinerie mittlerer Größe, von denen ein Teil in Schichten arbeiten. Ihre Aufgabe ist die Überwachung und Steuerung des kontinuierlichen Betriebs der verschiedenen Anlagen. Schichtbetrieb ist notwendig, da eine Raffinerie, ähnlich wie eine Hochofenanlage bei der Eisengewinnung, aus technischen Gründen rund um die Uhr in Betrieb gehalten werden muss.

Neben den Verarbeitungsanlagen gehören Tank- und Transportanlagen sowie die Energieversorgung zum Gesamtkomplex der Produktionsstätte. Der größte Teil des Raffineriegeländes wird dabei von den Tanklagern eingenommen, die die Unterschiede zwischen Produktion und Verbrauch ausgleichen. Das gilt für Rohöl wie auch für Fertigprodukte. Denn während die Produktion im Zeitablauf nahezu konstant bleiben sollte, schwankt die Produktnachfrage zum Beispiel als Folge Saison bedingter Einflüsse. Die Anlagenfahrweise, die zwischen Rohölaufuhr und Produktabgabe den Ausgleich herstellt wird von einer besonderen Prozesskontrolle festgelegt.

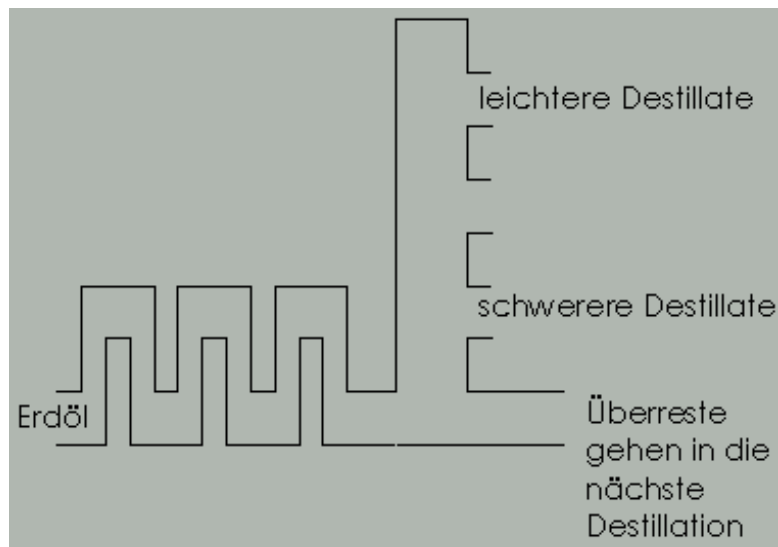
Die Raffinerie verfügt über Laboratorien zur Überwachung der Qualität der Fertigprodukte. Verschiedene Werkstätten führen schließlich die verschiedensten Reparaturen aus, eine Sicherheitsabteilung überwacht alle Maßnahmen der Arbeits- und Betriebssicherheit. Der Umweltschutzbeauftragte kontrolliert die Einhaltung der gesetzlichen und lokalen Auflagen. Erste Hilfestation, soziale Einrichtungen und Verwaltung vervollständigen die Raffinerie. Ein weithin sichtbares Signal einer Raffinerie ist die Fackel. Die Fackel ist für eine Raffinerie eine unbedingt notwendige Sicherheitseinrichtung. Bei der Rohölverarbeitung können aus unterschiedlichen Gründen gelegentlich hohe Drücke in den Prozessanlagen entstehen. Damit Behälter und Rohrleitungen nicht aufreißen muss der Überdruck durch Sicherheitsventile abgebaut können. Diese Sicherheitsventile blasen ihn in Leitungen ab die zur Fackel führen. Dort können die Gase die ausströmen kontrolliert verbrannt werden. Heute werden durch Einrichtungen zur Fackelgasrückgewinnung die anfallenden Gase 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 müssen erfüllt werden



6.1 Die Grundlagen der Destillation



Bei der Destillation wird das Erdgas vom Rohöl und Abfallprodukten wie Kohle, Schlamm und Dreck getrennt.

Zu diesem Zweck wird das Erdöl zum Sieden gebracht (der Siedepunkt des Erdöls liegt etwas unter dem des Wassers). Dabei ist für die Kohlenwasserstoffe mit dem niedrigsten Molekulargewicht am wenigsten Wärmeenergie erforderlich. Die leichteren Wasserstoffmoleküle steigen dabei am meisten empor und können von den oberen Röhren abgefangen werden.

Im Rohöl sind die folgenden Gase enthalten:

- Butan
- Propan
- Methan

Diese werden in Gasleitungen von einem Ort zum anderen gebracht. Um bei der Lagerung Platz zu sparen, wird dieses unter Druck im flüssigen Zustand gelagert.

6.2 Die 1. Destillation

Bei der 1. Destillation entstehen bei höheren Temperaturen folgende Destillate:

Der wichtigste Verarbeitungsprozess in einer Raffinerie ist die Destillation. Dabei wird das Rohöl in verschiedene Teile zerlegt.

Im Hauptturm der Rohöldestillation erfolgt die Auftrennung in die einzelnen Produktgruppen, die durch ihre unterschiedlichen Siedebereiche gekennzeichnet sind. Benzin siedet zum Beispiel zwischen 35 und 180°C, Mitteldestillate dagegen erst bei 170 bis 370°C. Nachdem das Öl den Rohöltank verlassen hat wird zuerst in einem Entsalzer der Salzgehalt des Rohöls reduziert. Dann wird das Öl in Wärmeaustauschern vorgewärmt und in den Röhrenöfen auf Destillationstemperatur aufgeheizt. Dabei verdampft ein Großteil des Rohöls.

Das Dampf- / Flüssigkeitsgemisch teilt sich bei atmosphärischem Druck in den bis zu 50 m hohen Destillationstürmen auf. Die Dämpfe steigen in den Türmen 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 dieses Stoffaustausches wieder auf den nächst tieferen Destillationsboden zurückgeführt.

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

Aus den Rohöldestillationstürmen werden im allgemeinen folgende Grundprodukte gewonnen: Raffineriegas, Flüssiggas und Benzin am Kopf der Fraktionskolonne, Mitteldestillate an der Seite des Turmes und Rückstände am Boden der Kolonne. Allerdings kann man mit diesem Verfahren die Kohlenwasserstoffgruppen 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 Verfügbarkeit und des Preises ist, 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 *Schnitt*, Bestandteile, die sowohl dem einen wie dem anderen Schnitt zugeordnet werden können. zum Beispiel können etwa 3 bis 5 % des Mitteldestillatschnittes dem Benzin zugeschlagen werden. Das gleiche ist beim Übergang des Mitteldestillates zum schweren Heizöl möglich. Qualitätsanforderungen an die einzelnen Produkte setzen diesem Vorgehen allerdings Grenzen.

<http://www.hausarbeiten.de/faecher/hausarbeit/gog/12563.html>

Der Rest gerät in die 2. Destillation.

6.3 Die 2. Destillation (Vakuumdestillation)

Der Rückstand der atmosphärischen Destillation ist ein Gemisch von Stoffen, deren Siedetemperatur bei über 360° C liegen. Da sich diese Bestandteile bei noch höheren Temperaturen zersetzen würden, leitet man den Rückstand in einen zweiten Destillationsturm, der unter vermindertem Druck (50 Millibar) steht. Dadurch werden die Siedetemperaturen der Gemischbestandteile um bis zu 150° C gesenkt, so dass der Rückstand schon bei niedrigen Temperaturen in mehrere Bestandteile aufgespalten werden kann. Bei dieser Vakuumdestillation gewinnt man Schmieröle. Die Schmieröle enthalten auch Feststoffe die sogenannten Paraffine.

Der Rest gerät in die 3. Destillation.

6.4 Die 3. Destillation: "Cracken" (Chemische Umwandlung)

1. Thermisches Cracken: Beim thermischen Cracken entsteht bei 500°C Gasöl als Destillat.
2. Katalytisches Cracken: Bei dieser Methode verwendet man Silikat und Aluminium als Katalysatoren. Dabei entstehen die folgenden Destillate: leichte Gasöle, verschiedene Benzine und Gas.
3. Hydrocracker: Der Hydrocracker hinterlässt im Erdöl dank der Zugabe von Wasserstoff unter sehr hohem Druck und hohen Temperaturen keine Rückstände mehr. Dem Erdöl werden dabei verschiedene Metalle und Schwefel entfernt. Dabei entstehen die Destillate Benzin und Gasöl.

6.4.1 Das thermische Cracken

Das älteste und einfachste Crack-Verfahren ist das thermische Cracken. Während bei der Destillation nur die von Natur aus im Rohöl vorkommenden Kohlenwasserstoffe voneinander getrennt und in Gruppen aufgeteilt werden können, verwandeln Crack-Verfahren größere Kohlenwasserstoffketten in kleinere.

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. Die Temperatur, sie kann bis zu 900°C reichen, und die Aufenthaltsdauer der Kohlenwasserstoffe im Crack-Ofen richten sich nach dem Ausgangsstoff und dem erwünschten Produktausstoß. Zur Gruppe der thermischen Crack-Verfahren gehört das Visbreaken, eine milde Form des thermischen Spaltens. Dabei sind Druck (rund 70 bar) und Temperatur (etwa 460°C) niedrig genug; dass schweres Heizöl direkt eingesetzt werden kann, ohne dass es zur Verkokung kommt. Beim Verkoken setzt sich Kohlenstoff in fester Form als Koks (entgaste Kohle) ab. Allerdings ist die Ausbeute an leichten Produkten mit 20 bis 30 Prozent recht gering. Eine weitere Variante des thermischen Crackens ist das Steamcracken. Beim Steamcracken kommt man mit geringeren Temperaturen aus, weil der Katalysator den Spaltvorgang erleichtert. Dadurch erfolgt die Molekülumwandlung schonender als beim thermischen Cracken und es entstehen Produkte höherer Qualität. Dabei werden Flüssiggase, Benzine oder Mitteldestillate in noch leichtere „Rohstoffe“ für die chemische Industrie umgewandelt.

6.4.2 Das katalytische Cracken

Ein wesentlich höheres Umwandlungsergebnis als beim thermischen erreicht man mit dem katalytischen Cracken. Der Spaltvorgang erfolgt bei etwa 500° C in Gegenwart eines Katalysators. Katalysatoren sind Stoffe, die die chemische Reaktionen fördern, beschleunigen oder in eine bestimmte Richtung lenken und nach der Reaktion unverändert vorliegen.

Beim katalytischen Cracken verwendet man meist staubförmige Katalysatoren, wie zum Beispiel synthetische Aluminiumsilikate, die sich in einem Dampf-Gas-Strom wie eine Flüssigkeit verhalten. Sie besitzen eine große Oberfläche (etwa 100 m²/ g). Zum Einsatz kommt bei diesem Verfahren überwiegend die Wachsdestillation 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 Destillationrückständen zu ermöglichen.

Während des Crackvorgangs setzt sich auf dem Katalysator Kohlenstoff als Koks ab und nimmt dem Katalysator seine Wirkung. Deshalb wird der Koks in einem nachgeschalteten Regenerator abgebrannt, so dass der Katalysator erneut verwendet werden kann. Die beim Abbrennen des Kokes entstehende Wärmeenergie wird für den Crackprozess zurückgewonnen. Ergebnis des katalytischen Crackens ist ein Gemisch aus Kohlenwasserstoffen, das vom gasförmigen Methan bis zum Koks aus dem Regenerator reicht. Der eigentlichen Cracksektion ist daher ein Aufbereitungsteil mit Destillation, Flüssiggasgewinnung, Gasreinigung und weiteren Aufbereitungen nachgeschaltet. Mit Hilfe des katalytischen Crackens 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.

6.5 Das Reformieren

Häufig entsprechen die durch die verschiedenen Verarbeitungsverfahren gewonnenen Produkte noch nicht der geforderten Qualität. Zur Verwendung von Benzin als Vergaserkraftstoff zum Antrieb eines Autos müssen die Moleküle niedrigoktaniger Benzinanteile im Reformier in hochoktanige Benzinkomponenten umgeformt werden. Dazu wird Rohbenzin aus der Destillation erneut erhitzt. Die heißen Gase gelangen unter Druck in mehrere, hintereinander geschaltene Reaktoren. Hier verlieren die niedrig-oktanigen Moleküle, durch die Wirkung eines *Platinkatalysators*, einige ihrer Wasserstoffatome und werden zu hochoktanigen Benzinmolekülen. Dabei entsteht als Nebenprodukt Wasserstoff. Aus dem letzten Reaktor gelangt das neue Erzeugnis, das *Reformat*, in einen Trennbehälter (Abscheider). Dort wird der bei Reaktion entstandene Wasserstoff abgetrennt. Der Wasserstoff wird zum Teil wieder zum Vorwärmeofen zurück und zum anderen Teil in andere Verarbeitungsanlagen geleitet, während das *Reformat* in einem weiteren Turm in Gase und Benzin aufgeteilt wird.

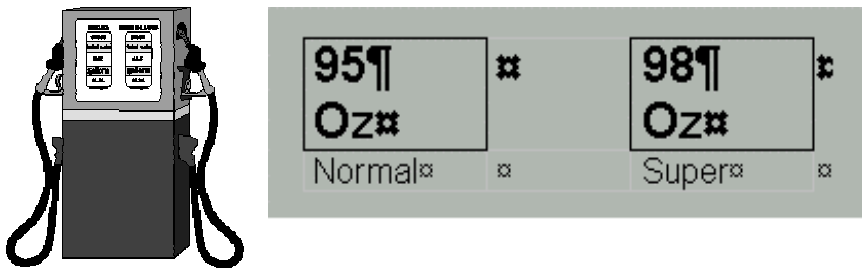
6.6 Die Plaformierung

Bei der Plaformierung wird die Oktanzahl des Benzins verbessert. Gleichzeitig wird der Schwefel restlos entfernt.

Mit der Oktanzahl gibt man die Klopfestigkeit eines Benzins an. Die Klopfestigkeit ist besonders für Hochleistungsmotoren von großer Bedeutung.

Beispiele für die Täfelchen an den Zapfsäulen einer Tankstelle

(Oz = Abkürzung für Oktanzahl):



Damit man mit einem Tankerschiff eine möglichst grosse Menge transportieren werden kann, wird das Erdgas auf -160°C abgekühlt. Dabei wird es flüssig. Mit dieser Methode verringert sich die Dichte des Erdöls um ca. 600 mal.

Hydrocracken:

Das technisch eleganteste und flexibelste, zugleich aber auch teuerste Verfahren ist das Hydrocracken. Es ist ein katalytisches Spaltverfahren in Gegenwart von Wasserstoff und mit einem Druck von etwa 100 bar. Es ermöglicht eine nahezu vollständige Umwandlung des Einsatzproduktes (ein Einsatzprodukt muss entschwefelt sein, sonst würde der Katalysator unwirksam werden). Dieses wird vorgewärmt und zusammen mit Wasserstoff durch einen Reaktor oder mehrere Reaktoren geleitet. Dort wird mit Hilfe von Nickel-Molybdän-Katalysatoren eine Spaltung vorgenommen. Anschließend trennt man die Spaltprodukte von den Gasen, die zusammen mit frischem Wasserstoff und wasserstoffhaltigen Zirkulationsgasen wieder zum Anfang des Verfahrens geleitet werden. Die einzelnen Spaltprodukte werden dann in einem Destillationsturm wieder aufgetrennt. Das Hydrocracken hat den Vorteil, dass sich je nach Katalysator und Betriebsbedingungen die gewünschte Ausbeute bestimmen lässt. So kann man im Hydrocracker entweder fast ausschließlich Benzin oder vorwiegend Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl bei einem geringen Benzinanteil gewinnen. Nachteilig ist der hohe Wasserstoffbedarf und der hohe Druck, der 15 bis 20 cm starke Reaktorwände erfordert.

Coken:

Vakuumdestillation und thermische Crackverfahren erzeugen Rückstände 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 Rückstände können jedoch in einer Anpassungsanlage (Konversionsanlage), dem *Coker*, in Gase, Benzine, Mitteldestillate und Petrolkoks umgewandelt werden. Beim „Delayed-Coking“ wird dazu Einsatzprodukt unter Druck in einen Ofen geleitet und auf etwa 500°C erhitzt. Beim Austritt setzt die Koksbildung verzögert ein, sie läuft im wesentlichen in der nachgeschalteten Trommel ab. Die durch das

Cracken entstandenen Dämpfe werden in einem Fraktionierturm destilliert, während der entstandene Koks als Brennstoff direkt verkauft oder einem Kalzinierungsprozess unterzogen wird. Der kalzinierte Koks kann zum Beispiel zur Herstellung von Elektroden verwendet werden.

Veredelung und Nachbehandlung:

Häufig entsprechen die durch die verschiedenen Verarbeitungsverfahren gewonnenen Produkte noch nicht der geforderten Qualität. So sind zum Beispiel die mit dem bisher beschriebenen Verfahren hergestellten Benzine als Kraftstoffe nicht für Ottomotoren geeignet. Sie müssen in weiteren Prozessanlagen veredelt werden. Außerdem muss dem Benzin, Kerosin und den Mitteldestillaten der unerwünschte Schwefel entzogen werden. Die Ausgangsprodukte zur Schmierölherstellung müssen mit Hilfe von Lösungsmittel von Aromaten und durch Kältebehandlung von langkettigen Normalparaffinen (Wachsen) befreit werden. Letztlich entstehen die verkaufsfertigen Mineralölprodukte erst im letzten Schritt in der Mischanlage, wo sie zum Teil bis zu 12 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 und Clausanlage):

Manche Rohöle haben einen hohen Schwefelgehalt. Aus den Produkten, die aus diesen Rohölen hergestellt werden, muss der Schwefel entfernt werden. Dies geschieht im *Hydrofiner*, einer der wichtigsten Raffinerieanlagen.

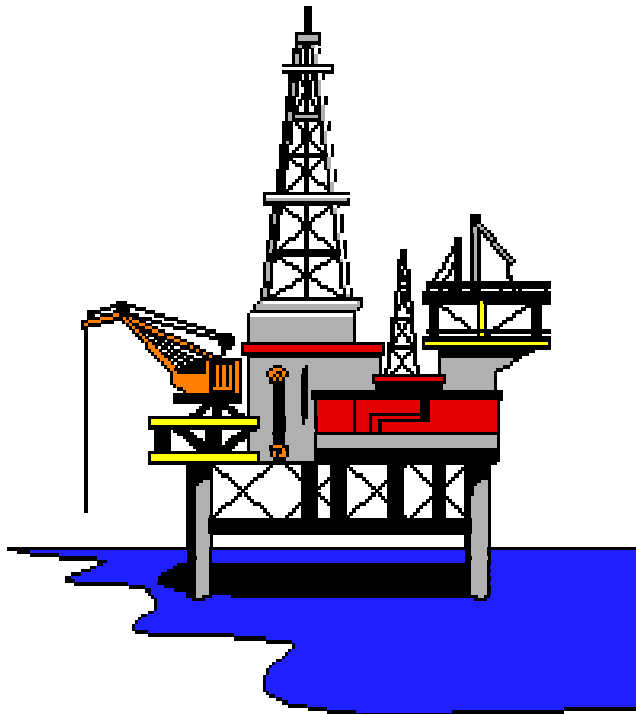
Das Produkt, zum Beispiel Benzin oder Heizöl, wird zunächst mit Wasserstoff vermischt und erhitzt. Das heiße Gemisch leitet man in einen Reaktor, der mit einem Katalysator gefüllt ist. Dort verbinden sich bei einer Temperatur zwischen 300 und 400° C über dem Katalysator der Schwefel mit dem Wasserstoff zu Schwefelwasserstoff. Das gereinigte Produkt, der entstandene Schwefelwasserstoff und übriggebliebener Wasserstoff, werden im nächsten Schritt getrennt. Der Wasserstoff kehrt an den Ausgangsort des Verfahrens zurück, während der Schwefelwasserstoff in der darauffolgenden *Clausanlage* zu elementarem Schwefel umgesetzt wird.

Durch das Hydrofinieren wird aber nicht nur der Schwefelgehalt in den Ölprodukten herabgesetzt, also ein Beitrag zur Luftreinheit geleistet, sondern auch die Produktqualität verbessert. So wird beispielsweise die Zündfähigkeit von Dieselmotorkraftstoff heraufgesetzt. Für den praktischen Fahrbetrieb bedeutet dies geringere Korrosion, Verringerung der Rückstandsbildung im Verbrennungsraum und einen geringeren Verschmutzungsgrad der Motoröle bei Kaltfahrbetrieb. Der im Hydrofiner, aber auch bei vielen anderen Verarbeitungsvorgängen in der Raffinerie, anfallende Schwefelwasserstoff wird in der Clausanlage zu elementarem Schwefel und Wasser verbrannt.

8. Erdölprodukte

Erdöl wird vor allem zu Brenn- und Kraftstoffen wie Benzin, Diesel, Kerosin, Heizöl, Paraffin, Petroleum usw. sowie zu Rohstoffen für die chemische Industrie verarbeitet. Erdöl

wird aber auch zur Herstellung von Arzneimitteln und Dünger, Nahrungsmitteln, Kunststoffen, Baustoffen, Farben und Textilien verwendet.



10. Ein Blick in die Zukunft

Obwohl man möglicherweise in den kommenden Jahren neue Erdöllagerstätten entdecken wird und neue Verfahren entwickeln werden, mit denen die Förderungsleistung aus bereits bekannten Vorkommen gesteigert werden kann, werden die Weltweiten Reserven laut Experten Meinung nicht länger als bis in

die ersten Jahrzehnte des 21. Jahrhunderts reichen. Über diese Zeitspanne hinaus erwartet in Fachkreisen niemand, dass das Erdöl trotz der möglicherweise verbesserten Förderleistung erheblich verbilligt wird.

11. Alternativen

Als alternative Energiequelle kommen vor allem die Solarenergie, die Windenergie, die geothermische Energie, Strom aus Turbinen und die wegen der Risiken sehr umstrittene Kernenergie in Frage. Vorübergehend könnte man den Weltbedarf auch mit der immer noch zahlreich vorhandenen Kohle decken. Nur als Grundstoff für die Gewinnung von Kraftstoff ist heute noch keine gleichwertige oder gar bessere Alternative in Sicht.

http://images.google.de/imgres?imgurl=http://www.hirtcnc.ch/dhi/referate_vortraege/erdoel/Image7.gif&imgrefurl=http://www.hirtcnc.ch/dhi/referate_vortraege/erdoel/erdoel.htm&h=341&w=510&sz=29&tbnid=OObgD6ejkyrswM:&tbnh=85&tbnw=128&hl=de&start=45&prev=/images%3Fq%3D%2BErd%25C3%25B6l%26start%3D40%26svnum%3D10%26hl%3Dde%26lr%3D%26s

Nutzung des Erdöls:

Gesamteinsatz und Erzeugung der Raffinerien nach Produkten 1994 - 1998

	1994	1995	1996	1997	1998
EINSATZ					
Rohöleinsatz	107893	103090	104388	101378	108368
Produkteinsatz	12952	12636	12618	11205	10433
Gesamteinsatz	120845	115726	117006	112683	118800
ERZEUGUNG					
Rohbenzin	9531	9685	9366	8733	9638
Ottokraftstoff	24447	23825	24854	24392	25161
Benzinkomponenten	1971	2050	1251	962	1060
Dieselmotorkraftstoff	21061	21283	21747	21407	23614
Heizöl leicht	26467	22799	24446	22769	23167
Mitteldestillatkomponenten	1306	1200	1178	1286	1036
Heizöl schwer	12844	12381	12511	11613	11354
Summe Hauptprodukte	98714	94424	96200	91769	97227
Flüssiggas	3425	3281	3004	2806	2794
Raffineriegas	4040	3754	3834	3707	3845
Spezialbenzin	41	32	24	32	1
Testbenzin	61	55	57	57	45
Flugturbinenkraftstoff, leicht	18	0	0	0	0
Flugturbinenkraftstoff, schwer	2824	3079	3281	3596	3660
Andere Leuchtöle (z.B. Petroleum)	62	49	31	29	39
Bitumen	4200	3707	3419	3467	3425
Petrolkoks	1735	1624	1739	1746	1777
Wachse, Parafine, Vaseline etc.	187	196	202	195	194
Andere Rückstände	2693	2597	2079	2119	2606
Summe Nebenprodukte	19285	18373	17671	17754	18386
Summe Schmierstoffe	1539	1552	1565	1491	1541
Bruttoreaffinerieerzeugung	119538	114349	115435	111014	117155
Sonstige Produkte	967	967	1101	1150	1124
Verluste	340	410	470	519	422
Durchschnittliche Rohölkapazität	112940	111872	104750	102569	108050

Auslastung in % von 100 95,5 92,1 99,7 99,7 100,3

Angaben in je 1000 Tonnen

Die Endprodukte des Erdöls sind, wie in der oben dargestellten Auflistung sichtbar ist, sehr gefragt und ihre Nachfrage steigt stetig. Diese Erdölendprodukte haben eine große Bandbreite. Sie reichen vom Grundstoff für Wachs, über Salbengrundlagen bis zum Benzin.

Eines dieser Endprodukte ist Paraffin. Es ist ein Bestandteil des Erdöls und wird bei der Destillation von den anderen Stoffen, wie Benzin getrennt. Das Paraffin wird zur Herstellung für Kerzen, als Bohnerwachs und als Bestandteil für Schuhcreme genutzt.

Ein weiteres „Abfall-“ Produkt bei der Benzinherstellung ist das Bitumen. Es ist ein schweres Gemisch aus Kohlenwasserstoffen, das sich bei der Erdöldestillation durch sein Gewicht am Boden absetzt. Das Bitumen wird als Bindemittel beim Bau von asphaltierten Straßendecken benutzt.

Vaseline gehört auch zu den Nebenprodukten der Erdölherstellung. Wie das Paraffin und das Bitumen ist auch die Vaseline ein Produkt, das sich im Erdöl befindet und sich bei der Destillation absetzt. Man benutzt Vaseline als Salbengrundlage, Schmierstoff oder sogar als Rostschutzmittel.

Doch nicht nur Nebenprodukte des Erdöls werden genutzt, eher im Gegenteil.

Gerade die Hauptprodukte, wie Benzin, Dieselkraftstoff oder Heizöl sind die gebräuchlichsten Komponenten des Erdöls.

Gerade das Heizöl deckt 40% des Energieverbrauches von Deutschland.

Die Autoanzahl wächst derzeit doppelt so schnell wie die Weltbevölkerung. Prognosen gehen davon aus, dass allein die Zahl der PKW bis zum Jahr 2030 von derzeit 500 Millionen auf 2,3 Milliarden ansteigen wird.

Deshalb fließen auch 36,5% des geförderten Erdöls in den weltweiten Verkehrssektor.

<http://www.hausarbeiten.de/faecher/hausarbeit/gog/12563.html>

12. Unser Thema

Wir haben für das Thema entschieden:

Die Geschichte des Erdöls

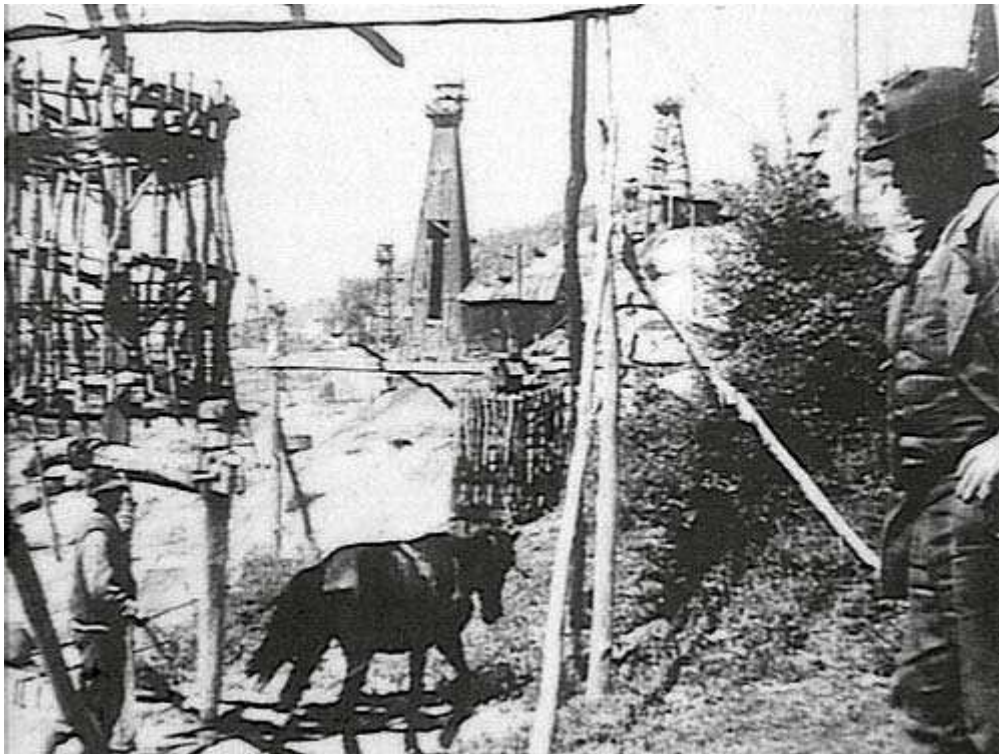
Seit der Antike ist das Erdöl im Mittelmeerraum bekannt. Früher war das Erdöl oberirdisch. Benutzt wurden sie zum Kalfatern (Abdichten) von Booten, zum Imprägnieren von Geweben und als Brennstoff für Fackeln. In der Renaissance haben die Mönche das *Quirinöl* als Heilmittel verteilt

Angefangen hat die Geschichte des Erdöls im 19. Jahrhundert in den USA. Es war auch das Zeitalter der Industrialisierung. Zu dieser Zeit war aber noch Erdöl ein Rohstoff wie viele andere. Am Anfang war Kohle der Treibstoff der Epoche. Erdöl wurde als Schmiermittel verwendet, bis sich im Jahre 1854 herausgestellt hat, dass man aus Öl ein Leuchtöl destillieren machen kann. Man sagte, dass ein großes Geschäft möglich war. Aber es gab eine Voraussetzung, dass man mit dem Erdöl ein Geschäft machen kann. Man müsse diesen Stoff in großen Mengen fördern. Man kam auf die Idee, nach Erdöl zu bohren. Die gleiche Technik benutzte man auch für die Salzgewinnung.

Im Jahre 1859 haben die Bohrungen nach Erdöl Erfolg. Man hatte einen Ölräusch. Die Nachfrage nach dem Leuchtstoff namens Petroleum nahm kräftig zu. In diesem Jahr

produzierten in den USA 34 Firmen diesen Stoff und machten einen riesigen Gewinn. Man hatte einen Umsatz von 5 Millionen Dollar. In den nächsten 10 Jahren lebten rund 60.000 Arbeiter in Pennsylvania (dort wo das Erdöl gefördert wurde). Das Öl-Geschäft war das erste große Geschäft der Weltgeschichte. Doch dann kam etwas Unerwartendes. Im Jahre 1876 wurde die Glühlampe von Thomas A. Edison erfunden. Diese Glühlampe war ein Erfolg. Die Nachfrage nach Erdöl sank und gleichzeitig auch die Preise. das Geschäft mit Erdöl stagnierte.

Im Jahre 1876 gab es aber eine neue Idee um das Öl zu verkaufen. Ein Deutscher Ingenieur hatte einen Verbrennungsmotor entwickelt. Aber die Idee damit ein Auto anzutreiben, kam sein kleiner Assistent. Gottlieb Daimler. Er baute zeitgleich mit dem Konkurrenten Carl Benz, den ersten Benzin betriebenen Motorwagen. Doch diese Motoren waren lange Zeit gegenüber der Dampf und Elektrowagen im Nachteil. Bis der Amerikaner Henry Ford das T-Modell auf dem Markt bringt. Dieses Automobil stieg zum Massenprodukt auf. Dabei stieg auch die Nachfrage nach dem Produkt Benzin und sie war im Jahre 1910 zum ersten Mal höher als die Nachfrage nach Kerosin.



Im ersten Weltkrieg wurde Erdöl zum strategischen Rohstoff. Der erste Weltkrieg brachte 1914 aus. Im Verlaufe des Krieges war das Öl entscheidend. Der Einsatz von Panzern veränderte den Krieg. Vor dem Krieg hatten die Briten schon ihre Flotten auf Öl umgestellt und deshalb hatten sie große Vorteile gegenüber der deutschen Flotte die noch auf Kohle betrieben waren. Die Alliierten gewannen den Krieg auch dank ihres Öls. Sie hatten mehr und haben dieses auch gut eingesetzt.



Olischock 2005: Überall auf der Welt protestieren die Menschen wie hier während eines Fußballspiels in Südkorea gegen die noch nie dagewesene Höhe des Ölpreises.

Nach dem ersten Weltkrieg war der Kampf um das Erdöl stärker denn je. Die Nachfrage um Benzin stieg und stieg. Mitte des 20. Jahrhunderts war die Autoindustrie in den USA auf Platz eins vorgestoßen. 1929 gibt es 6 Mal so viele Automobile wie vor 6 Jahren. Im Jahre 1929 gab es 23 Millionen Automobile. Im gleichen Jahr werden in den USA 2,58 Millionen Barrel Öl an einem Tag verbraucht. Davon werden 85% für Benzin und Heizöl verbraucht. Es wurden 143.000 Tankstellen in den USA gebaut. Es bahnte sich eine neue Zivilisation an. Wegen des Autos ist das Erdöl zum Treibstoff der neuen Zeit geworden.

Wir haben sie jetzt darüber informiert, wo die Geschichte des Erdöls begonnen hat. Wir haben sie auch darüber informiert, was für eine Bedeutung das Öl vor, zwischen und kurz nach dem Krieg hatte. Jetzt wollen wir sie darüber informieren wie es heute aussieht.

Heute wird immer noch wegen dem Erdöl Krieg geführt. Ein gutes Beispiel ist der Irak-Krieg. Bush lässt es zwar so aussehen, dass er Krieg gegen die Terroristen macht, aber eigentlich will er das Erdöl besitzen. Erdöl ist immer noch der kostbarste Stoff den man bekommen kann.

www.quarks.de

13. Bewertung des Projekts – Kritik:

Das Projekt hat uns gut gefallen, weil wir durch dieses Erdkundeprojekt mehr über das Erdöl, seine Nutzung (früher und heute), seine Produkte und über den Transport erfahren konnten. Dieses Projekt hat uns geholfen, unsere Kenntnisse über den Computer zu verbessern. Uns hat nicht gefallen, dass wir so wenig Zeit hatten, weil man über Erdöl viel lernen kann und das Gebiet weit gefächert ist. Aber insgesamt bewerten wir das Projekt positiv, weil wir sehr viele Erfahrungen in verschiedenen Gebieten gesammelt haben.