

Projektunterricht Klasse 10

Arbeitsgruppe: „Erdöl“



Klasse 10d

Alexander Kosenko/
Ahmet Toumpan

Inhaltsverzeichnis

1. Lexikon
2. Entstehung des Erdöls
3. Erdölsuche
 - 3.1 Förderplattformen im Meer
 - 3.2 Verfahren zur Erdölsuche
 - a) Das 3D Seismik-Verfahren
 - 3.3 Bohren nach Erdöl
 - a) Das Rotaryverfahren
 - b) Das Turbinenbohren
 - 3.4 Kostenfaktor
 - 3.5 Auswertung der Bohrergebnisse
4. Förderung des Erdöls
 - 4.1 Erdölförderung Damals/Heute
 - 4.2 Die Primäre Förderung
 - 4.3 Die Sekundäre Förderung
 - 4.4 Die Tertiäre Förderung
5. Transport des Erdöls
 - 5.1 Negative Aspekte am Öltransport
6. Verarbeitung des Erdöls
 - 6.1 Erdöl-Aufbereitung
 - 6.2 Raffinerien
 - 6.3 Raffinerietechniken
 - 6.4 Fraktionierte Destillation
 - 6.5 Katalytisches Cracken
 - 6.6 Platin-Reformierung

6.7 Entschwefelung

6.8 Synthesegas-Erzeugung

6.9 Pyrolyse

7. Nutzung Des Erdöls

8. Erdöltransport in Pipelines

8.1 Die Trans-Alaska-Pipeline

a) Geschichte

b) Technik

c) Wartung

9. Bewertung des Projekts

1. Lexikon

Erdöl

Ein natürlich vorkommendes Gemisch aus Kohlenwasserstoffen verschiedenster Zusammensetzung mit unterschiedlichen Molekülgrößen, das unter Lagerstättenbedingungen flüssig ist. Außer Kohlenstoff und Wasserstoff kommen in wesentlich geringerer Menge und in unterschiedlicher Konzentration Schwefel, Stickstoff und Sauerstoff vor. In chemischer Bindung sind außerdem die Metalle Vanadium und Nickel in Spuren enthalten. Mit Rohöl wird das stabilisierte, d.h. von leichten Gasen befreite Erdöl bezeichnet, wie es zur Verarbeitung transportiert wird. Erdöl findet sich hauptsächlich fein verteilt in Sandstein und klüftigem Kalkstein, der von undurchlässigen Schichten bedeckt ist, in Ölschiefern und in Ölsanden (Rohölprovenienzen, Raffinerieverfahren).

Kerogen

Organisches festes, teilweise 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, teilweise auch aus Sporen, Pollen und Harzen.

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)

Raffinerien

Verarbeitungsanlagen, in denen aus Rohöl marktgängige Mineralölprodukte hergestellt werden (Rohölprovenienzen). Es gibt reine Kraft- und Brennstoff-Raffinerien, so genannte Hydroskimming-Anlagen, die im Wesentlichen nur Otto- und Dieselmotortreibstoffe sowie leichtes und schweres Heizöl liefern. Hydroskimming-Raffinerien sind in den vergangenen Jahren weitgehend in Vollraffinerien umgewandelt oder stillgelegt worden. Vollraffinerien haben ein sehr umfangreiches Produktionsprogramm, das neben Kraft- und Brennstoffen auch Flüssiggas (Propan, Butan u.a.), petrochemische Rohstoffe, Spezial- und Testbenzine, Düsentreibstoff, Schmierstoffe, Paraffine, Bitumen usw. umfasst. Daneben gibt es Spezialraffinerien, die z.B. Schmierstoffe herstellen oder gebrauchte Schmierstoffe (Altöl) aufarbeiten. Je nach **Raffinerie**-Typ und -Größe, Produktionsumfang und Kapazitätsauslastung schwanken die Verarbeitungskosten. Diese sind je Einheit bei dem hohen Anteil der fixen Kosten wesentlich von der Kapazitätsausnutzung abhängig.

Immission

Zuführung von festen, flüssigen oder gasförmigen verunreinigenden Stoffen, Wärme, Geräusche, Erschütterungen unter anderem die, die auf den Menschen und die belebte und unbelebte Natur einwirken (z.B. Schadstoffimmission, Wärmeimmission, Lärmimmission, Elektromog).

Fraktion

Als **Fraktion** (Siedeschnitt) bezeichnet man die Produkte der Rohöldestillation, die innerhalb bestimmter Siedebereiche gewonnen werden. Als "Benzinfraktion" gilt der Temperaturbereich von 35°C bis 210°C, als "Mitteldestillatfraktion" der von 180°C bis 360°C. "Fraktion" ist dabei kein einheitlicher Begriff, so kann z.B. Mitteldestillat auch als jeweils eine Petroleum-, Leichtgasöl- und Schwergasölfraktion innerhalb der o.g. Siedespanne für Mitteldestillate abgezogen werden. Entscheidend ist die jeweilige Raffineriekonfiguration.

Cracken

(to crack = aufbrechen) Unter **Cracken** versteht man das Spalten von Kohlenwasserstoffmolekülen (Kohlenwasserstoff). Bei Temperaturen über 360°C beginnen die Kohlenwasserstoffmoleküle in so starke Schwingungen zu geraten, dass sich Bindungen zwischen den Kohlenstoffatomen lösen und Kohlenwasserstoffverbindungen mit kürzerer Kettenlänge entstehen. Bei dieser Spaltung entsteht gleichzeitig auch Koks, der sich in den Rohren der Spaltöfen oder auf dem Katalysator ablagert und von Zeit zu Zeit abgebrannt werden muss. Es gibt mehrere Crack-Verfahren: Thermisches Cracken wandelt bei hohen Temperaturen und unter Druck schwer siedende Kohlenwasserstoffe (z.B. schweres Heizöl) in leicht siedende (z.B. Benzine und Mitteldestillat) um. "Visbreaker" und "Coker" arbeiten ähnlich. Im Visbreaker werden sehr zähflüssige Produkte der Vakuumdestillation durch mildes thermisches Spalten leichtflüssiger, so dass sie als schweres Heizöl verwendet werden können. Dabei fallen auch geringere Mengen von Benzinen und Mitteldestillaten an. Beim Coken werden die nicht verdampfenden Produkte der Destillation in Petrolkoks und leichte Kohlenwasserstoffe umgewandelt. Steamcracken (Dampf-Crackverfahren) wird in der Petrochemie angewandt, und zwar vornehmlich zur Herstellung von ungesättigten Gasen (z.B. Ethylen, Butylen, Butadien). Im Steamcracker gewinnt man dabei aus Mineralölprodukten unter Zusatz von Dampf chemische Rohstoffe. Katalytisches Cracken dient dem gleichen Zweck wie das thermische Cracken, nur geht hier der Spaltvorgang in Gegenwart eines feinen staubförmigen Katalysators (z.B. Hydrosilikate) schonender vor sich. Dadurch kann etwa bei Atmosphärendruck und mit niedrigeren Temperaturen gearbeitet werden. Hydrocracken ist ein katalytisches Spaltverfahren in Gegenwart von Wasserstoff und bei einem Druck von etwa 100 Atmosphären. Dieses Verfahren hat den Vorteil, dass man je nach Katalysator und Betriebsbedingungen das Ausgangsmaterial fast ausschließlich in Benzin oder vorwiegend in Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl verwandeln kann. Hoher Wasserstoffbedarf und hoher Druck machen das Verfahren sehr aufwändig.

Katalysator

Katalysatoren sind Materialien, die den Ablauf chemischer Reaktionen beschleunigen, ohne sich dabei selbst zu verändern. In der Mineralölindustrie werden Katalysatoren beim Reformieren (Anhebung der Oktanzahl von Benzin), bei der Entschwefelung von Mineralölprodukten, beim Cracken, bei der Schmierölraffination und bei der Schwefelgewinnung verwendet. Für die genannten Verfahren sind Katalysatoren mit ganz bestimmten Eigenschaften erforderlich. Die Eigenschaften eines **Katalysators** werden durch seine Zusammensetzung bestimmt; häufig ist es ein Metall auf einem Tonerde-Trägermaterial (Platin beim Reformieren, Kobalt, Molybdän oder Nickel beim Entschwefeln und Eisen bei der Schwefelgewinnung). (Abgaskatalysator)

Reformieren

Das ursprünglich thermische, seit den 50er Jahren nur noch katalytische **Reformieren** der aus der Rohöldestillation erhaltenen Benzinfraktion führt zu den von heutigen Kraftfahrzeugmotoren geforderten hochoktanigen Komponenten der Ottokraftstoffe. Dabei entstehen aus geradkettigen Kohlenwasserstoffen ohne Doppelbindung (Paraffine) ringförmige ungesättigte (Aromaten) mit hoher Oktanzahl und Wasserstoff. Durch die Anforderungen des Auto/Öl-Programms wird der Einsatz von Reformat begrenzt, da der Aromatengehalt der Ottokraftstoffe eingeschränkt wird, der Wasserstoffbedarf der Raffinerie (z.B. zum Entschwefeln) steigt dagegen an.

Entschwefelung

Herausnahme von Schwefel aus Mineralölprodukten mit Hilfe von Wasserstoff und Katalysatoren (Hydrotreater, Raffinerieverfahren, Schwefelgehalt). Der Betrieb dieser Anlagen erhöht den Energieverbrauch und damit auch die CO₂-Emission der Raffinerien. Bei sehr weitgehender **Entschwefelung** der Raffinerieprodukte reicht die Wasserstoffproduktion der Reformer nicht mehr aus und es muss zusätzlich Wasserstoff erzeugt werden, was für gewöhnlich mit hohem Energieverbrauch verbunden ist. Der Schwefel fällt dabei als Schwefelwasserstoffgas an, das in Clausanlagen zu reinem festem Schwefel umgesetzt wird. Dieser wird an die chemische Industrie abgegeben. Er wird dort u.a. zur Herstellung von Schwefelsäure verwendet

Hydrofining

Das Hydrofiningverfahren wird im Allgemeinen zur Entschwefelung von Mitteldestillaten benutzt. Der Name bezieht sich auf die Verfeinerung bzw. Endbehandlung eines Produktes mit Wasserstoff (lateinisch: Hydrogenium) in Gegenwart eines Katalysators. Die katalytische Entschwefelung mit Wasserstoff ist der Mineralölindustrie erst wirtschaftlich möglich geworden, nachdem ihr durch das katalytische Reformieren (Raffinerieverfahren) Wasserstoff in ausreichender Menge zur Verfügung steht.

Clausanlage

In der **Clausanlage** wird der während der Entschwefelung im Hydrofiner entstandene Schwefelwasserstoff zu reinem Schwefel umgesetzt (Raffinerieverfahren).

Pyrolyse

Pyrolyse ist ein Prozess, der auch als Entgasung bezeichnet wird. Durch das Pyrolyseverfahren werden kohlenstoffhaltige Verbindungen, auch Abfälle, unter Ausschluss von Sauerstoff thermisch bei Temperaturen um 500 °C (Niedertemperaturpyrolyse) bzw. 700 bis 900°C (Hochtemperaturpyrolyse) zersetzt. Pyrolyse zählt zu den Verwertungsverfahren. Aus Abfällen, wie Kunststoffen, Altreifen u.a. werden Pyrolyseöle, -kokse und -gase.

Quelle:

<http://www.umweltdatenbank.de/lexikon.htm>

2. Entstehung des Erdöls

Erdöl ist schwarz, klebrig, stinkt und erinnert eigentlich durch nichts mehr an seinen Ursprung. Denn das meiste Öl entsteht aus kleinsten Algen und anderen Lebewesen, die im Wasser schweben, dem Plankton. Unser Erdöl in Europa stammt überwiegend von pflanzlichem Plankton aus dem Erdzeitalter des Jura ab. Vor rund 150 Millionen Jahren starben Algen und andere Organismen ab und sanken auf den Grund von Meeren und Seen. Vor allem Planktonfriedhöfe ab ca. 200 Metern Tiefe bilden die Basis für die Erdöilentstehung. Am Meeresboden wurden diese Stoffe von den ebenfalls absinkenden tonig, sandigen Schwebstoffen, den so genannten Sedimenten, eingehüllt und dadurch der schnellen Zersetzung durch den im Wasser gelösten Sauerstoff entzogen. Nur anaerobe (ohne Sauerstoff lebende) Bakterien können unter diesen Bedingungen noch von dem organischen Stoffbestand zehren. Sie verändern ihn dabei gründlich zu einer Erdölmuttersubstanz (Kerogen), die bei erhöhten Temperaturen Erdöl und Erdgas abgibt.

Die Zusammensetzung des Erdöls:

- Kohlenstoff: 85 - 90 %
- Wasserstoff: 10 - 14 %
- Sauerstoff: 0 - 1,5 %
- Schwefel: 0,1 - 3 % (ganz selten bis 7 %)
- sowie Spuren von Stickstoff, Chlor, Iod, Natrium, Kalium 0,001–0,05%

Das dadurch entstandene Kohlenwasserstoffgemisch setzte sich, nachdem es durch Gesteinssporen bis zu undurchlässigen Schichten, wie Ton oder Salz, nach unten sank, in porösen Gesteinsschichten ab, die sich in Kalk- oder ähnlichen Schichten befinden und das Kohlenwasserstoffgemisch wie ein Schwamm aufnahm. Durch das Absinken geriet das Erdölähnliche Gemisch in tiefe Schichten, wo die Temperatur langsam anstieg. Für die Bildung von Erdöl liegt die optimale Temperatur zwischen 50 und 120°C, wie sie in einer Tiefe von 2000 bis 4000 Meter herrscht. Bei etwa 50°C begann die Abspaltung von Erdöl, dessen Bildung bei höheren Temperaturen zunehmend von Erdgas abgelöst wird. Bei etwa 200°C ging dieser Prozess zu Ende und es blieben im Sediment graphitartige Substanzen zurück, die ihm eine schwärzliche Färbung verliehen.

Durch unterschiedliche Einflüsse während der Bildung in den einzelnen Entstehungsgebieten kann sich eine Vielzahl von Rohöl verschiedener Zusammensetzung bilden:

- flüssig bis fest
- bernsteinfarben bis schwarz
- mit oder ohne Schwefel
- reich bzw. arm an Bitumen

Die Entstehung der Erdöl-Lagerstätten



Vor vielen Millionen Jahren sanken tote Meereslebewesen in den Faulschlamm von flachen Meeren und nahen Gewässern.

Im Laufe der Jahrhunderte und Jahrtausende lagerten sich viele Schlammschichten darüber.

Unter hohem Druck und hoher Temperatur wandelten anaerobe Bakterien den sauerstoffarmen Faulschlamm um, so dass die Lagerstätten entstanden.

Experimente.net

Quelle:

<http://www.seilnacht.com/Lexikon/erdoel.html>

http://www.vsc.de/vsengine/vlu/vsc/de/ch/2/vlu/alkane/alk_vorkommen.vlu/Page/vsc/de/ch/2/oc/stoffklasse_n/systematik_struktur/acyclische_verbindungen/gesaettigte_kohlenwasserstoffe/erdoel/erdoel_entstehung.vscml.html

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

3. Erdölsuche

Die gezielte Suche nach Erdöl setzte erst mit Beginn der industriellen Revolution ein. Durch die gezielte Suche nach Erdöl merkte man schnell, dass es das Erdöl zum größten Teil unterirdisch gab, da man bis zur gezielten Suche nur das Erdöl nutzte, das sich über Tage befand.

Erst viele Jahre später begann die industrielle Erforschung unter dem Wasser.

Doch die Unterwassererforschung der Erdölindustrie ging nur Schritt für Schritt von Statten. Die Erdölindustrie wagte sich anfangs nur ins flache Wasser, heute schon in riesige Tiefen, es sind sogar schon Bohrungen bis in 9000 Meter Tiefe in naher Zukunft geplant. Doch nicht nur die Erforschung der Tiefen hat zugenommen, auch die Erdölförderung in Gebieten mit sehr rauem Klima ist heute möglich. Die Konstruktionen für Erdölsuche und Erdölförderung haben sich enorm verbessert.

Schon am Anfang des vergangenen Jahrhunderts kannte man feste, in den Meeresboden gerammte Holzkonstruktionen in Kalifornien, im Maracaibo-See in Venezuela und im Kaspischen Meer bei Baku in Aserbaidschan. Moderne Stahlkonstruktionen dieser Art verwendet man auch heute noch.

Der nächste Schritt war die Entwicklung schwimmfähiger Plattformen, Hubinseln oder Jack-ups genannt, die mit hydraulisch ausfahrbaren Beinen über der Bohrstelle auf dem Meeresgrund stehen und das Arbeitsdeck zum Schutz vor den Wellen etwa 20 m über den Wasserspiegel heben. Mit ihnen kann man in bis zu 100 m tiefem Wasser arbeiten. Für noch größere Wassertiefen verwendet man die so genannten Halbtaucher. Das sind schwimmfähige Plattformen aus Stahl, deren am Einsatzort geflutete Ballasttanks den Schwerpunkt der Anlage ins Wasser verlegen. Ihre genaue Position über dem Bohrloch bewahren sie auch bei Sturm durch Verankerungen, zahlreiche computergesteuerte Schiffsschrauben und Sonar-Ortung.

Schließlich gibt es noch Bohrschiffe, die eigenbeweglich und fernab von einer Landbasis für das Bohren in großen bis sehr großen Wassertiefen eingesetzt werden können.

In Deutschland gab es 1996 noch 67 Ölfelder, aus denen gefördert wurde. Verglichen mit den Feldern des vorderen Orients, der Nordsee und Russlands, sind die deutschen Felder nur klein und in ein kompliziertes geologisches Gefüge eingebettet.

Wissenschaftlich-technische Tradition, sorgfältige Untersuchungen und unternehmerischer Geist können aber in einem marktwirtschaftlichem Umfeld viele Nachteile wegmachen und doch zu volkswirtschaftlichem Nutzen führen. Die jährlich nur noch rund 3 Millionen Tonnen betragende Erdölförderung fällt bei einem Inlandsverbrauch von rund 130 Millionen Tonnen kaum noch ins Gewicht.

3.1 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.

Eins 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 Bohrinselform, die das Gas und Öl befördern, müssen extremen Anforderungen standhalten. Der Betriebsdruck, der auf einer dieser Gasleitungen liegt, beträgt zwischen 480 und 500 Bar.



3.2 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 Luftbilder allein reichen natürlich nicht aus, um die genauen Gesteinstypen oder das genaue Alter der Gesteinsarten zu bestimmen. Dazu 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 des an der Oberfläche anstehenden Gesteins. Er kann daraufhin eine Karte anfertigen die durch einen Querschnitt ergänzt wird. Auf Grund der Geologischen Unterlagen wird dann ein geophysikalisches Messprogramm ausgearbeitet, das 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:

a) Das 3D Seismik-Verfahren

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.

3.3 Bohren nach Erdöl

Die eigentliche Bohrung führt der Meißel aus, der sich am unteren Ende des Bohrgestänges befindet, der so genannten Schwerstange. Diese Meißel, die von unterschiedlicher Bauart sein können, fressen sich drehend durch die unter dem Bohrturm vorkommenden Gesteinsschichten. Sie befinden sich an einem Bohrgestänge, das aus knapp 10 Meter langen Rohren zusammengesetzt ist. Am oberen Ende des Bohrgestänges befindet sich die vierkantige Mitnehmerstange. Sie überträgt die Rotation des, durch leistungsstarke Motoren angetriebenen, Drehtisches auf das Bohrgestänge.

Das viele Tonnen wiegende Gestänge hängt an einem Flaschenzug, der sich im Bohrturm befindet. Die Härte der Gesteinsschichten wirkt sich auf den täglichen Fortschritt aus. Dieser Fortschritt kann im günstigsten Falle einige Meter betragen, im ungünstigsten Falle nur wenige Dezimeter. Durch das hohle Bohrgestänge wird eine Spülflüssigkeit zum Meißel gepumpt, die ihn kühlt und ihm beim zermahlen des Gesteins unterstützt. Die Spülflüssigkeit steigt außerhalb des Bohrgestänges wieder empor und befördert gleichzeitig Gesteinssplinter wieder an die Oberfläche. Außerdem dichten bei diesem Vorgang die Gesteinssplinter die Wände des Bohrlochs ab und verhindern durch ihr Gewicht den Ausbruch des Öls. Sicherheitshalber ist die Bohrung mit einem Blowout-Preventer versehen, einem Ventilsystem, mit dem die Bohrung bei Gefahr eines Ausbruches verschlossen werden kann.

Die oben aufgeführte Bohrtechnik ist jedoch nur die „einfachste“ Grundmethode. Im Folgenden sind noch andere Methoden mit einer kurzen Beschreibung erläutert:

a) Das Rotaryverfahren

Das Rotaryverfahren ist ein Bohrprinzip, das zu Beginn des 20. Jahrhunderts das Schlagbohrsystem, ein System, bei dem man einen Meißel durch die Bohrung fallen lässt und dadurch das Gestein zertrümmert wurde, ablöste.

Durch einen dieselektrischen Antrieb wird über den Drehtisch und die darin verankerte Mitnehmerstange das Bohrgestänge mit dem Bohrmeißel gedreht. Durch die Drehbewegung zertrümmert der Meißel das Gestein und vertieft das Bohrloch stetig. Die Meißel werden stumpf und müssen ersetzt werden, so werden z.B. für eine 5000 Meter Bohrung 40 bis 60 Meißel benötigt.

b) Das 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 so genannten 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.

3.4 Kostenfaktor

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

3.5 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 Porosität, 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.

Quelle:

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

4. Förderung des Erdöls

Wenn eine Bohrung Erdöl angetroffen hat, wird mit elektronischen Bohrlochsonden die Mächtigkeit (Dicke) und die Porosität des Speichergesteins und der mit Öl gefüllte Speicheranteil gemessen. Mit Testapparaturen misst man den stündlichen Zufluss an Öl in das Bohrloch und den Druck, unter dem es in der Lagerstätte steht. Durch die Auswertung geophysikalischer und geologischer Daten ermittelt man die Ausdehnung der erdölgefüllten Struktur. Erst wenn man zu der Überzeugung gelangt ist, wirtschaftlich gewinnbringende Ölmengen angetroffen zu haben, wird eine Bohrung mit den aufwendigen unter- und oberirdischen Produktionsanlagen versehen.

Zuerst durchlöchert man die Bohrung auskleidenden Futterrohre im Bereich des Förderhorizontes, damit das Erdöl in die Bohrung zufließen kann. Hierzu benutzt man an Drahtseilen in die Bohrung hinab gelassene Schießeinrichtungen.

Dann baut man in die Futterrohre weitere Rohre kleineren Durchmessers als Steigleitung für den Aufstieg des Öls, oder Öl- Gasgemisches ein. Die Steigleitung mündet über Tage in das Eruptionskreuz, das mit Düsen zur Zuflussregelung und mit Manometern versehen ist. Von ihm aus wird das Öl in ein Sammelsystem geleitet.

Die Fördermethode hängt davon ab, unter welchem Druck und welcher Temperatur das Öl in der Lagerstätte steht und wie hoch sein Gasanteil ist. Der Druck der Poreninhalte (Wasser, Öl, Gas) oder Gesteine nimmt mit 10 m Tiefenzuwachs um je 1 bar zu, so dass z.B. in 1.000 m Tiefe ein Druck von etwa 100 bar herrscht. Die Temperatur nimmt je 100 m um durchschnittlich 3°C zu.

4.1 Erdölförderung Damals/Heute:

Bei den Förderungen um das Jahr 1859 kam aufgrund der damaligen technischen Möglichkeiten nur die Primärförderung in Frage. In Deutschland leitete Prof. Georg C. K. Hunaeus im Frühjahr 1859 bei Celle die erste erfolgreiche Erdölbohrung. Im August 1859 folgten die ersten Bohrungen durch Edwin Drake in Nordamerika. Bei der Primärförderung nutzte man den natürlichen Lagerstättendruck, der von der Gasblase ausgeht, die sich über dem Öl bildet. Die Nachfrage an verschiedenen Erdölprodukten stieg mit der zunehmenden Industrialisierung rasant an. Durch die Erfindung der Sicherheits-Petroleumlampe um das Jahr 1870 und des Automobils durch Karl Benz im Jahre 1895 wurden breite Käuferschichten auch im privaten Bereich erschlossen. Seit 1920 schließlich wird Erdöl auch in der Petrochemie verarbeitet. Damit war für die gesamte Palette der verschiedenen Erdölprodukte ein Markt gefunden.

Auf Grund der geringen Lebensdauer der bekannten Ölreserven kommt der Erforschung neuer Lagerstätten eine wachsende Bedeutung zu. Dabei dringen die Explorationstrupps in immer marktferneres Gebiet vor, Schelfgebiete (Offshore-Vorkommen), arktische Regionen oder Regenwaldgebiete. Da die Kosten für Bohrungen auf dem Meeresboden circa 5 Millionen Dollar pro Monat betragen, muss durch modernste Techniken vorab erforscht werden, ob sich ein solches Unternehmen lohnt. Nach etwa 2 Jahren dauernden Voruntersuchungen werden Explorationsbohrungen niedergebracht, bevor nach weiteren drei bis vier Jahren entschieden wird, ob die eigentliche Förderung aufgenommen wird. Die hohen Kosten und die Knappheit der Reserven erfordern bessere Fördermethoden als die traditionelle Primärförderung, bei der die Ausbeute der Ölvorkommen bei nur etwa 20% lag.

4.2 Die Primäre Förderung:

In der ersten Phase der Erdölförderung fließt das Erdöl aufgrund des natürlichen Lagerstättendrucks selbstständig zu den Produktionssonden und steigt stoßweise an die Erdoberfläche. Mit dem Absinken des Drucks werden zusätzliche Techniken erforderlich. Je nach den Eigenschaften des Erdöls, seinem Gehalt an Erdgas und den jeweiligen Druckverhältnissen, werden entweder Tiefpumpen in das Bohrloch eingesetzt, von denen oberirdisch nur der Antrieb, der so genannte Pferdekopf, zu sehen ist, oder man benutzt Hochdruckkreiselpumpen, die in das Bohrloch abgelassen werden.

Unter günstigen Umständen, etwa bei starkem Wasserbetrieb und guter Lagerstättenausbildung, kann eine primäre Entölung von über 50% erreicht werden. In ungünstigen Fällen dagegen, beispielsweise bei mangelndem Lagerstättendruck oder hoher Zähflüssigkeit des Erdöls, liegen die primären Entölungsgrade nur bei 5-15% des Ursprünglichen Lagerstättengehalts. In Deutschland beträgt die durchschnittliche Entölung durch Primärverfahren rund 18%.

4.3 Die Sekundäre 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.

4.4 Die Tertiäre Förderung:

Die so genannten 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 sein 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.

Quelle:

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

5. Transport des Erdöls

Die einfachste Methode um das Öl vom Ölfeld zur Raffinerie zu bringen wäre der Transport durch eine Rohrleitung, die so genannte Pipeline. Solche Leitungen sind jedoch so teuer, dass sich ihr Bau nur für große Mengen und geringe Entfernungen zu Raffinerien lohnen würde. Mit den gigantischen Kosten von 10 Milliarden \$ wurde der Bau der „Alaska - Pipeline“ zum teuersten privatwirtschaftlichen Projekt der Weltgeschichte. 1977 wurde die 1280 Kilometer lange Pipeline von den Lagerstätten in Prudhoe Bay nach Valdez im Süden Alaskas in Betrieb genommen. Als technische Meisterleistung gepriesen, bei der eine Vielzahl natürlicher Hindernisse weichen musste, stellt die Pipeline gleichzeitig einen massiven Eingriff in das überaus empfindliche Ökosystem dar.

In der Bundesrepublik ist der Transport in Tanklastwagen und Kesselwagen am weitesten verbreitet. Letztere werden zu Zügen zusammengestellt und pendeln nach festem Fahrplan zwischen Ölfeld und Raffinerie. Wo die Verkehrsbedingungen es zulassen wird das Erdöl auf Binnentankschiffe verladen, da sie größere Mengen billiger transportieren können.

Der Transportkostenfaktor führte auch bei den Tankschiffen zum Bau immer größerer Einheiten (bis zu 500 000 Tonnen). Von diesen Riesentankern können nur fünf Häfen in Europa angelaufen werden. Alwick in Großbritannien, Bilbao in Spanien, Bantry Bay in Irland (inzwischen für Tanker gesperrt), Genua in Italien und Le Havre in Frankreich. Bedingt durch diese Einschränkung und den allgemeinen Rückgang der Erdöltransporte liegen inzwischen viele dieser Tanker ungenutzt in „Parkgewässern“.

5.1 Negative Aspekte am Öltransport:

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

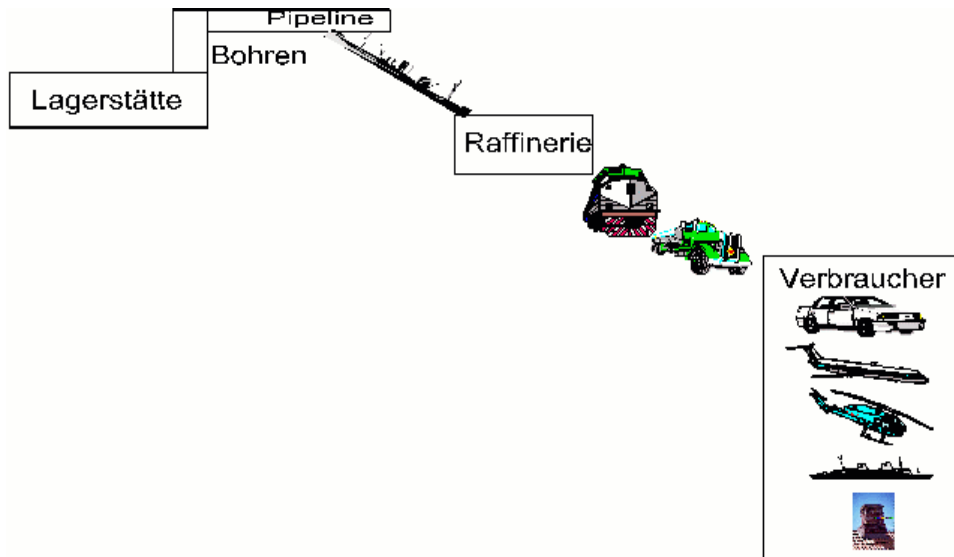
Trotz dieser Sicherheitsvorschriften kam es in den vergangenen Jahren immer wieder zu Tankerunglücken mit katastrophalen Folgen für die Umwelt, zum Beispiel bei der Exxon Valdez, Estonia, Erika oder bei der Amokadiz.

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.

Quelle:

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



6. Verarbeitung des Erdöls

6.1 Erdöl-Aufbereitung:

Die aus einer Bohrung fließende Flüssigkeit ist ein Gemisch aus Öl, Gas, Salzwasser und einigen anderen Verunreinigungen. Dieses Gemisch wird nicht erst über längere Strecken transportiert. Es wird innerhalb des Erdölförderbetriebes von Aufbereitungsanlagen zerlegt und gereinigt.

Das von den einzelnen Bohrungen eines Feldes kommende Öl wird durch Rohrleitungen einer zentralen Sammelstelle zugeleitet. Von hier aus fließt es in den, unter niedrigem Druck stehenden, Gasabscheider. Durch Verwirbelung und Aufschlag auf Prallbleche wird das Öl in kleine Tröpfchen zerteilt, wodurch das Gas leichter entweichen kann. Nach diesem Vorgang kann das Erdöl nun zur Raffinerie befördert werden.

6.2 Die Raffinerie:

Etwa 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, 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 gasförmigem 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: Grenzwerte für den Ausstoß, die Emissionen genannt werden, von Luftschadstoffen gehören dazu, Maßnahmen zur Lärmbegrenzung, Anforderung an die Beschaffenheit des Abwassers, besondere Sicherheitstechnische Anforderungen an den Bau der Anlage sowie die Installation von Messgeräten zur Feststellung der Emission und Messprogramme zur Feststellung luftverunreinigender Stoffe im Einwirkungsbereich der Raffinerie (Immission).

Insgesamt erstreckt sich der Umweltschutz im Raffineriebereich auf umweltschonende Herstellungsverfahren, die Herstellung umweltfreundlicher Produkte und die Überwachung der Betriebsanlagen, einschließlich der Messprogramme bis hin zum Landschaftsschutz. In den letzten Jahren hat die Mineralölindustrie bis zu einem Fünftel ihrer Investitionen für den Umweltschutz aufgewendet. Die laufenden Betriebskosten für diese Anlagen belaufen sich jährlich etwa auf 1 Milliarde €.

6.3 Raffinerietechniken:

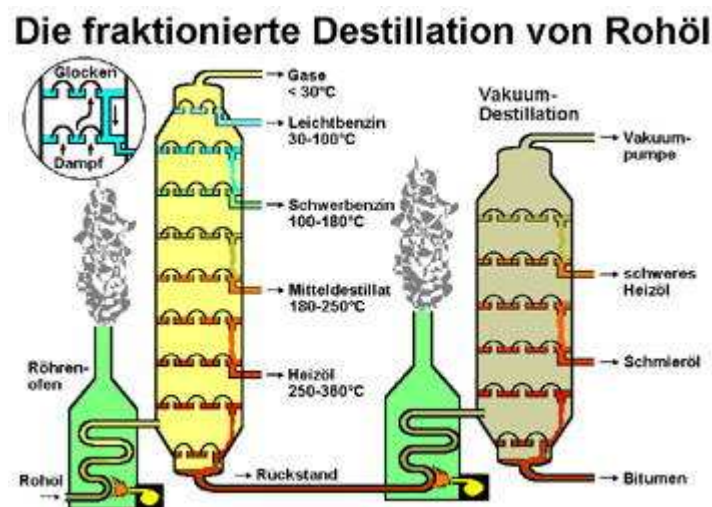
In der Raffinerie gibt es drei Hauptprozessgruppen:

- Trennung
- Umwandlung
- Nachbehandlung

Bei der Trennung (Destillation) wird das Rohöl in Produkte mit verschiedenen Siedebereichen und damit unterschiedlichen Molekulargrößen aufgeteilt. Bei der Umwandlung (Konversion) wird die Größe oder die Struktur der einzelnen Moleküle verändert. Zuletzt werden bei der Nachbehandlung unerwünschte Produktbestandteile entfernt und die Produkteigenschaften, wie zum Beispiel Farbe, Geruch und Stabilität, verbessert.

6.4 Fraktionierte Destillation

Trifft das Rohöl in der Raffinerie ein, werden die einzelnen Bestandteile zunächst in einer fraktionierten Destillation abgetrennt. Da das Rohöl ein Gemisch von verschiedenen [Kohlenwasserstoffen](#) mit unterschiedlichen Siedetemperaturen darstellt, kann man die Stoffe in die verschiedenen Siedebereiche, die Fraktionen, abtrennen.



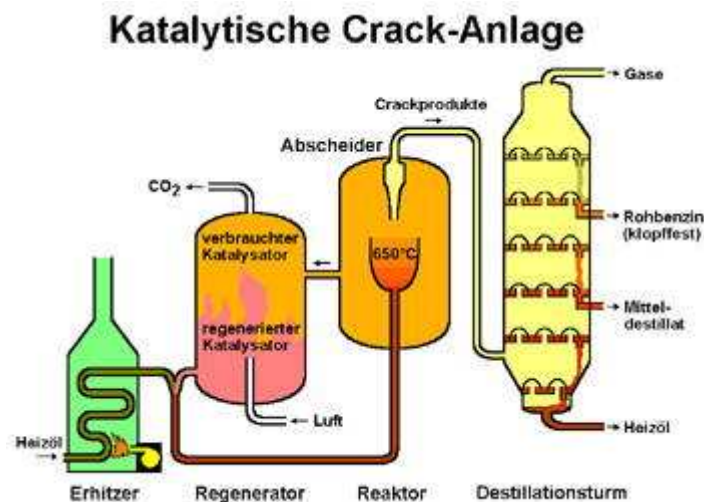
Im Röhrenofen wird das Rohöl auf über 360°C erhitzt, so dass die Bestandteile weitgehend verdampfen. Diese gelangen in den Destillationssturm, der aus zahlreichen Glockenböden aufgebaut ist. In den Glockenböden sammeln sich die Destillate der einzelnen Fraktionen. Nach oben nehmen die Temperaturen der Glockenböden ab. Der aufsteigende Dampf wird im Gegenstrom zur kondensierten Flüssigkeit in Kontakt gebracht. Dieses Verfahren heißt auch Rektifikation (>Rektifikation im Labor). Dabei kondensieren alle Stoffe, die einen höheren Siedepunkt besitzen, als die Flüssigkeit im Glockenboden.

Der Rückstand wird in einer Vakuumdestillation erneut bei niedrigem Druck fraktioniert. Bei 350°C würden viele Kohlenwasserstoffe zerfallen. Der niedrige Druck bewirkt eine Siedepunktniedrigung, so dass dies verhindert wird.

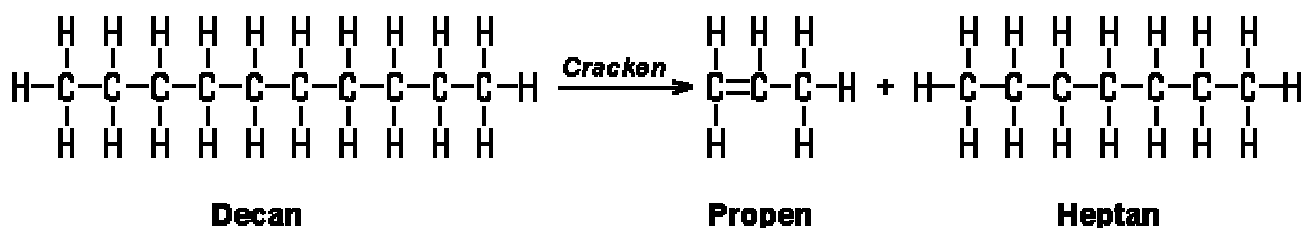
Die bei der ersten Destillation unter Normaldruck abgetrennten Gase (z.B. **Methan**, **Ethan**, **Propan** und **Butan**) sind wichtige Heizgase. Die Leicht- und Schwerbenzine (30-180°C) dienen als Ottokraftstoff für Kraftfahrzeuge. Das Mitteldestillat (180-250°C) wird zu Lampen-Petroleum oder zu dem Düsenkraftstoff Kerosin verarbeitet. Das Heizöl wird zum Heizen in Ölbrennern oder als Dieselmotorkraftstoff eingesetzt. Bei der nachfolgenden Vakuumdestillation des Rückstands erhält man weitere wichtige Erdölprodukte. Das schwere Heizöl dient als Brennstoff für Kraftwerke oder Schiffsmotoren. Die Schmieröle eignen sich als Schmierstoffe für Motoren und Getriebe. Der unlösliche Rückstand Bitumen dient als Anstrichstoff und vor allem als Straßenteer zum Bau von Straßen.

6.5 Katalytisches Cracken

Die aus dem Rohöl durch fraktionierte Destillation gewonnenen Mengen an Rohbenzin reichen nicht aus, um den Markt zu decken. Daher werden beim Cracken die anfallenden langkettigen Alkane in kurzkettige Alkane gespalten.



Im Erhitzer werden die zu spaltenden Kohlenwasserstoffe vorgeheizt und danach mit dem aus dem Regenerator kommenden 650°C heißen **Katalysator**, einem Gemisch aus Al₂O₃ (Aluminiumoxid) und SiO₂ (Siliciumdioxid), versetzt. Dabei verdampft das Gemisch vollständig und gelangt in den Reaktor. Bei den vorherrschenden hohen Temperaturen geraten die langen Kohlenstoffmoleküle in starke Schlingerbewegungen, so dass sie auseinander reißen. Durch das Cracken lässt sich zum Beispiel aus **Paraffinöl** oder aus Kerzenwachs Benzin herstellen. Bei dem folgenden Beispiel zerbricht Decan in zwei kleinere Moleküle:

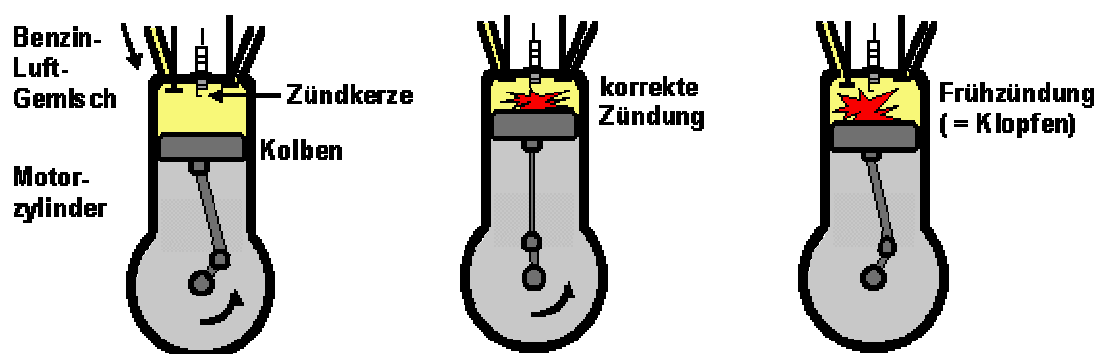


Der im Reaktor eingebaute Abscheider trennt die Crackprodukte von dem verbrauchten Katalysator ab. Die gecrackten Kohlenwasserstoffe werden in einem nachfolgenden

Destillationsturm in die einzelnen Fraktionen abgetrennt. Beim Cracken scheidet sich auf der Oberfläche des Katalysators Kohlenstoff ab, wodurch der Katalysator unwirksam wird. Daher wird der verbrauchte Katalysator im Regenerator mit heißer Luft vermischt, wodurch der Kohlenstoff verbrennt und der Katalysator wieder regeneriert wird.

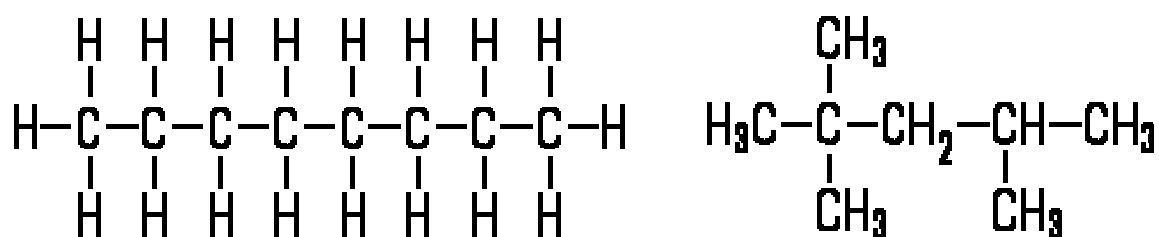
6.6 Platin-Reformierung

Durch die Verdichtung und die Wärme in den Zylindern des Ottomotors kann es zu vorzeitigen Selbstzündungen des Benzin-Luftgemischs kommen (=Klopfen). Unverzweigte Kohlenwasserstoffe neigen zu dieser Frühzündung, während verzweigte und ungesättigte Kohlenwasserstoffe, sowie Aromaten eine relativ hohe Klopfestigkeit besitzen.



Das "Klopfen" im Motor ist eine Frühzündung des Benzin-Luftgemisches

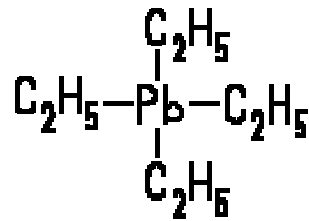
Die Maßzahl für die Klopfestigkeit heißt Oktanzahl (OZ, auch ROZ = Research-Octanzahl). Je höher die Oktanzahl ist, umso klopfester ist der Kraftstoff. Demnach hätte reines iso-Octan (2,2,4-Trimethylpentan) die Oktanzahl OZ=100 (vgl. >Isomerie). Normalbenzin besitzt eine Oktanzahl von OZ=91, Superbenzin dagegen OZ=95 und "Super-Plus" OZ = 98. Automotoren, die mit Superbenzin betrieben werden, halten aufgrund der hohen Klopfestigkeit deutlich länger.



Oktan (*n*-Octan); Oktanzahl = 0

2,2,4-Trimethylpentan (*iso*-Octan); Oktanzahl = 100

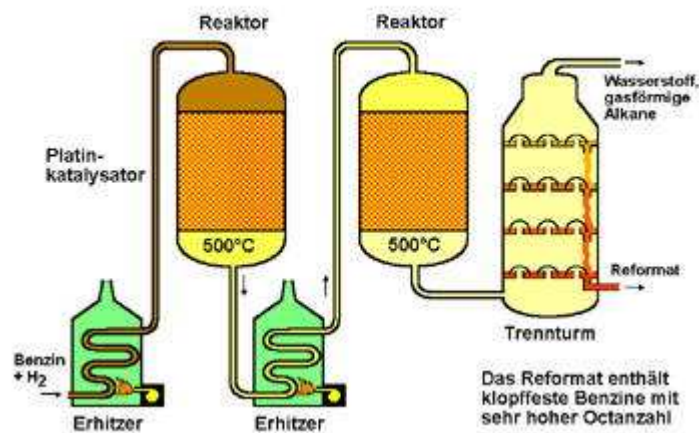
Früher wurden dem Benzin zur Erhöhung der Klopfestigkeit bleihaltige, metallorganische Verbindungen wie Bleitetraethyl zugesetzt. Bei der Verbrennung zersetzte sich die Bleiverbindung thermisch, wobei Bleistäube in den Abgasen frei wurden. Die Bleistäube stellten ein großes Umweltproblem dar, da z.B. Verkehrspolizisten permanent den Stäuben ausgesetzt waren. Heute ist kein verbleites Benzin mehr erhältlich.



Strukturformel des Antiklopfmittels Bleitetraethyl

Die Platin-Reformer-Anlage macht aus wenig klopfesten Rohbenzinen Benzine mit hoher Klopfestigkeit. Die Umwandlung erfolgt mit Hilfe eines Platin-Katalysators. Als Nebenprodukt entstehen Wasserstoff und gasförmige Alkane.

Platin-Reformer-Anlage (vereinfacht)



Vor dem eigentlichen Reformieren wird das Benzin zunächst entschwefelt, da der Schwefel den Katalysator zerstören würde. Hierbei entweicht als Produkt Schwefelwasserstoff. Das so gereinigte Benzin wird unter Zugabe von Wasserstoff in einem Erhitzer auf über 500°C erhitzt und durch einen Reaktor mit einem platinhaltigen Gitternetz geleitet. Das Benzin durchläuft in der Regel dreimal einen Erhitzer und einen Reaktor. Es muss jedes Mal neu erhitzt werden, da die Reaktion im Reaktor endotherm verläuft. Im Trennturm werden von dem klopfesten Benzin der ebenfalls entstehende Wasserstoff und die gasförmigen Alkane abgetrennt. Beim Reformieren laufen folgende Hauptreaktionen ab (aufgezeigt am n-Heptan):

- 1.) Isomerisierung: $\text{n-Heptan} \xrightarrow{\text{Pt}} \text{2,3-Dimethylpentan ("Neopentan")}$
- 2.) Dehydrocyclisierung: $\text{n-Heptan} \xrightarrow{\text{Pt}} \text{Toluol} + 4 \text{H}_2$
- 3.) Dehydrierung: $\text{n-Heptan} \xrightarrow{\text{Pt}} \text{Benzol} + 3 \text{H}_2$
- 4.) Hydrocracking: $\text{n-Heptan} \xrightarrow{\text{Pt}} \text{n-Pentan} + \text{Methylbutan ("Isobutan")}$

6.7 Entschwefelung

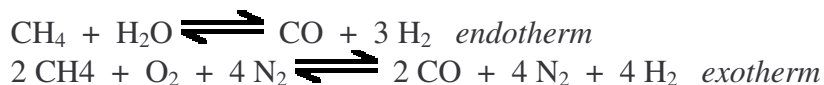
Die bei der fraktionierten Destillation anfallenden Schmier- und Heizöle sind noch reich an Schwefelverbindungen. Diese würden bei der Verbrennung giftiges Schwefeldioxid freisetzen, das auch für das Waldsterben verantwortlich ist. Beim Hydrofinieren werden die zu entschwefelnden Öle mit Wasserstoff vermischt und erhitzt. Das heiße Gemisch gelangt in einen mit einem Katalysator gefüllten Reaktor. Bei einer Temperatur von ca. 350°C reagiert der Wasserstoff mit den Schwefelverbindungen zu Schwefelwasserstoff.

Beim nachfolgenden Claus-Verfahren wird der angefallene Schwefelwasserstoff mit Luftsauerstoff in einem Reaktor verbrannt. Es lässt sich dabei Schwefel gewinnen:



6.8 Synthesegas-Erzeugung

Als Synthesegas wird ein Gemisch aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff bezeichnet. Es dient als Ausgangsprodukt zur Herstellung zahlreicher anderer, organischer Stoffe, z.B. bei der Ammoniaksynthese oder bei der Herstellung von Methan oder Methanol. Als Ausgangsprodukt werden fossile Brennstoffe oder ihre Zwischenprodukte, z.B. die Rückstände von der fraktionierten Destillation, bei sehr hohen Temperaturen mit Wasserdampf und Luftsauerstoff umgesetzt. Die Synthesegas-Erzeugung aus Methan kann nach folgenden Reaktionsgleichungen ablaufen:



Das entstehende Kohlenstoffmonoxid kann in einer Konvertierungsanlage mit Wasserdampf und mit Hilfe eines Katalysators zu Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid umgewandelt werden. Benötigt man das Gasgemisch zur Ammoniaksynthese, wird das Kohlenstoffdioxid zuvor unter hohem Druck mit Wasser herausgewaschen.

6.9 Pyrolyse

Bei der Pyrolyse werden vor allem Leichtbenzine bei sehr hohen Temperaturen in Ethen, Ethin und Propen gespalten. Ein Gemisch aus Methan und Sauerstoff wird in einem Brenner unter Zugabe von Wasserdampf auf 2500°C erhitzt. Leitet man das Leichtbenzin in dieses Gemisch, wird es gespalten (Beispiel am n-Heptan):



Ethen und Propen sind wichtige Zwischenprodukte zur Herstellung von Kunststoffen. Die Pyrolyse wird auch als Steam-Crackverfahren bezeichnet. Im Gegensatz zum **katalytischen Cracken** findet die Pyrolyse bei sehr viel höheren Temperaturen und ohne Katalysator statt.

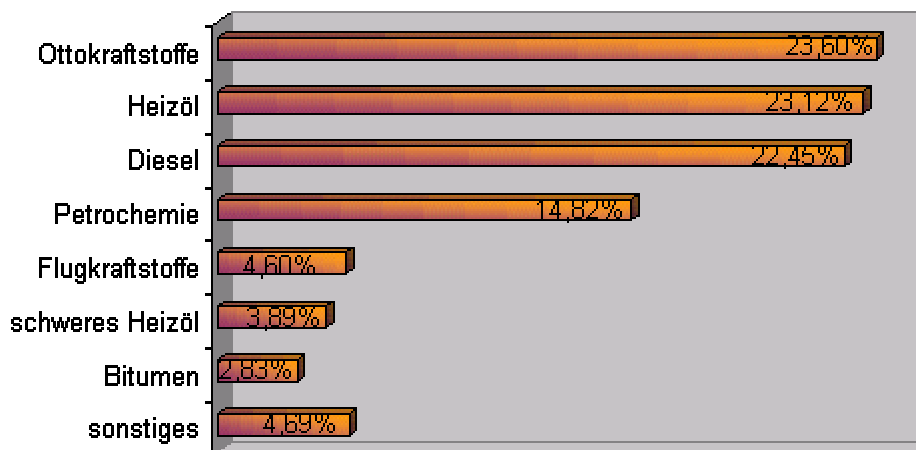
Quelle:

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

7. Nutzung von Erdöl

Erdöl selbst ist schon seit mehr als 2000 Jahren bekannt und wurde in den Mittelmeerländern, in denen es gefunden wurde, unter anderem auch als Baumaterial (im Mörtel) oder zur Einbalsamierung von Leichen (Ägypten) benutzt. Bis zum Ende des 19. Jahrhunderts diente Erdöl allenfalls zu Beleuchtungszwecken und auch als Heizmittel; tierische Fette wurden für diese Zwecke in größeren Maßstäben umgesetzt. Zwar wurde schon von 1810 bis 1817 in Galizien Erdöl durch Destillation zu Leuchtöl verarbeitet (was den Grundstein der heutigen Erdölraffinerie bedeutet), doch die erste wirklich wichtige Erdölquelle wurde erst am 27. August 1859 am Oil Creek (Pennsylvania, USA) von E. L. Drake in 22 Meter Tiefe erschlossen. Ein Jahr später begann Eichler, ein Schüler Liebig's, 1860 in Baku mit der Raffinationstechnik. Alfred B. Nobel selbst gründete mit seinen Brüdern die "Naphtha-Gesellschaft Gebrüder Nobel", mit der er die Ölquellen am Kaspischen Meer erschloss und das Erdöl durch eine Pipeline zur Industrie am Schwarzen Meer beförderte. Der Name "Erdöl" wurde allerdings erst 1913 von Hans von Höfer geprägt; davor nutzte man die wörtliche Übersetzung vom lateinisch/griechischem Wort "Petroleum": Steinöl, Bergöl, Felsenöl.

Mit der Einführung von Verbrennungsmotoren auf Erdölbasis (Otto- und Dieselmotor) bekam und bekommt Erdöl eine besondere Bedeutung zu; das Diagramm für das Jahr 1999 zeigt den Mineralölverbrauch in Deutschland:



1999 wurden in Deutschland 128,2 Millionen Tonnen Mineralöl verbraucht. Unter sonstiges fallen beispielsweise Schmierstoffe. Bitumen kommt aus dem Lateinischen für "Pech", welches als Schutzanstrich bei Gebäuden oder beim Straßenbau Verwendung findet.

Auch wenn die Position "Petrochemikalien" nur einen Bruchteil des insgesamt verwendeten Erdöls darstellt - etwa 19 Millionen Tonnen, so spielt sie doch eine entscheidende Rolle für den Organiker. 1950 wurden etwa 44 % der organischen Chemikalien aus Erdöl gewonnen und 1978 dann sogar 96%; der Rest wird aus Kohle hergestellt.

Eine weitere Anwendung von Benzin liegt in seiner fettlösenden Wirkung: Waschbenzin, Wundbenzin oder zum Entfetten von Leder-, Metallwaren, Textilien und Schmuck. Auch zur Extraktion von lipophilen Substanzen wird Benzin eingesetzt, etwa bei der Kautschuk-, Paraffin- und Vasilin-fabrikation, um Fette, Pflanzenöle, Phosphor und Schwefel vom Produkt abzutrennen.

Quelle:

http://www.vsc.de/vsengine/vlu/vsc/de/ch/2/vlu/alkane/alk_vorkommen.vlu/Page/vsc/de/ch/2/oc/stoffklasse_n/systematik_struktur/acyclische_verbindungen/gesaettigte_kohlenwasserstoffe/erdoel/erdoel_entstehung_vscml.html

8. Erdöltransport in Pipelines

Pipelines werden umgangssprachlich Rohrfernleitungen genannt. Sie sind die klassischen Transportmittel für flüssige und gasförmige Massengüter. Die Pipelines dienen zum Transport des Rohöls aus den Gebieten, wo das Erdöl gefördert wird, in die Verschiffungshäfen. Sie werden meistens da benötigt, wo die Raffinerien nicht mehr in Küstennähe stehen.

Die Leitungsrohre besitzen mehrere Funktionen. Diese Funktionen haben den Vorteil, dass die Leitungsrohre beim transportieren von flüssigen oder gasförmigen Güter sich unterscheiden.

Sie sind sehr zuverlässig, da sie Tag und Nacht betrieben werden können. Auch bei schlechtem Wetter oder Verkehrsbedingungen arbeiten sie ungestört weiter.

Pipelines sind meistens unterirdisch verlegt, daher kann die Fläche für landwirtschaftliche Zwecke genutzt werden. Allgemein umgehen sie Ballungsräume und Wasserräume mit einem hohen Schutzbedürfnis. Aufgrund des günstigen Wirkungsgrades sind Pipelinesysteme wesentlich umweltschonender als alle andere Transportmittel. Die Luft wird nicht verschmutzt und der Lärm beschränkt sich auf die Pumpstationen. Rohrfernleitungen spielen dort eine Rolle, wo viele Transportgüter weite Entfernungen überwinden müssen und wo durchgehende Wasser oder Schienenwege nicht in vollem Maße benutzbar sind. Die Pipelines verbinden an erster Stelle Seehäfen mit Ladung von Rohöl mit den Raffinerien. Um die Produkte zu verteilen werden die Raffinerien mit der Industrie oder Großabnehmern verbunden. Ohne eine Trennung werden Rohölpartien transportiert. Ursache für die geringe Vermischung ist, dass in Pipelines durch die Fließgeschwindigkeit, die wie üblich auftritt, immer eine Strömung herrscht. Dies verursacht, dass die Fließgeschwindigkeit an der Leitungswand genauso groß ist wie in der Mitte der Leitung. Dabei entsteht ein flaches Strömungsprofil, sodass selbst bei einer großen Transportstrecke eine wirkliche Vermischungszone verhindert wird. Dagegen ist es beim Transport von Mineralölprodukten fast immer nötig die Produkte in verschiedenen Sorten so gut wie möglich sortenrein zu trennen, damit die Qualität der Produkte erhalten bleibt. Um die Mischzonen so gut wie möglich klein zu halten, werden flexible Trennbälle zwischen zwei Partien eingesetzt. Damit man die unterschiedlichen Partien wieder am Zielort trennen kann, werden, um die Mischzonen zu erkennen verschiedene Verfahren kombiniert. Durch Mengemessungen wird als erstes festgestellt, wann das Ende einer Partie die Stelle der Leitung erreicht hat und die Trennung vorgenommen wird. Mit Hilfe von Dichtemessern wird die genaue Schnittstelle festgelegt, wobei die Dichtemesser die Veränderung des Gewichtes des Gutes anzeigen. Um die beiden Produkte in unterschiedliche Tanks leiten zu können, werden unterschiedliche Absperrreinrichtungen geöffnet und geschlossen, dabei fließen die Mischzonen in unterschiedliche Tanks oder werden dem Produkt mit der niedrigeren Qualitätsstufe zugeschlagen.

Quelle:

www.mwv.de/download/pipelines.pdf

8.1 Die Trans-Alaska-Pipeline

Die Pipeline beginnt im Norden der Prudhoe Bay und endet im Süden im Hafen Valdez am Prince William Sound.



a) Geschichte

Nachdem 1968 in der Prudhoe Bay Erdöl entdeckt wurde, war man der Meinung, dass eine Pipeline die einzige Lösung ist, das Öl zum nächsten eisfreien Hafen zu bringen. Um die Pipeline bauen zu können, schlossen sich die großen Ölfirmen zusammen. Die Pipeline hat einen Durchmesser von 1,22 m. Der Bau hatte am 27. März 1975 begonnen und war am 31. Mai 1977 fertig. Die Baukosten betragen insgesamt 8 Milliarden US-Dollar.

Fünf verschiedene Vertragspartner hatten die Pipeline in sechs Bauabschnitten gebaut. An dem Bau waren 21.000 Menschen beteiligt.

Es war nicht ganz so leicht die 799 Meilen Entfernung zu überbrücken. Es mussten viele Flüsse, Ströme und Gebirge überquert werden. Durch den Permafrostboden war es auch nötig, die Pipeline an vielen Stellen auf Stelzen zu bauen. Daher wurde vor Beginn des Baus die Umgebung genau analysiert. Zum ersten Mal floss am 20. Juni 1977 Erdöl durch die Pipeline. Bis jetzt sind schon 13 Milliarden Barrel durch die Pipeline geflossen.



Pipeline auf Ständern

b) Technik

Die Pipeline hat insgesamt 11 Pumpstationen mit jeweils 4 Pumpen. Diese werden von Diesel betrieben. Am Anfang wollte man 12 Pumpstationen bauen, aber die Pumpstation 11 wurde nie gebaut. Deshalb ist bei der Nummerierung eine Lücke. Es werden 7 Stationen gleichzeitig betrieben. Dort, wo die Pipeline wegen des Dauerfrostbodens vergraben werden musste, hat man sie in einem gut isolierten und gekühlten Kanal verlegt. In diesen Kanal werden um die vergrabene Rohrleitung kalte Salzlösungen gepumpt. Durch diese Methode bekommt der Boden nicht die Wärme der Pipeline ab, sondern bleibt immer kühl. Wenn das Rohöl aus dem Boden kommt, hat es eine Temperatur von ca. 80°. Durch die Pipeline fließt es mit einer Temperatur von über 50°. Durch die Wärmerohre gelangt diese Hitze nicht in den Boden und so kann der Dauerfrostboden nicht schmelzen. Diese einfache Methode wurde im Zusammenhang mit der Pipeline entwickelt und wird als größte Innovation betrachtet. An der Oberfläche verläuft die Pipeline im Zick-Zack. Das hat den Grund, dass sie durch Erdbeben oder temperaturbedingte Expansion großen Bewegungen ausgesetzt werden kann. Durch diese Konstruktion kann sie sich in alle Richtungen bewegen.

c) Wartung

Die Pipeline wird mehrmals am Tag kontrolliert. Meistens aus der Luft. Diese Inspektion dauert nur zwei Stunden. Da man aber sehr gründlich sein muss, dauert es wesentlich mehr Zeit. Um zu sehen, ob sich im Inneren der Rohrleitung Paraffine festgesetzt haben, werden spezielle Messgeräte, so genannte Pics, durch die Leitungen geschickt, um diese gegebenenfalls zu entfernen. Trotz der Wartungen wurde die Pipeline schon einigen Male beschädigt. Durch eine Explosion verlor man im Februar 1997 16.000 Barrel Rohöl. In den Jahren von 1977 bis 1994 hatte man im Jahresdurchschnitt 30 bis 40 Lecks. Diese Beschädigungen waren allerdings nicht sehr schwerwiegend. Die Anzahl der Lecks wurde seit dem Jahr 1995 ziemlich reduziert.

Quelle:

<http://de.wikipedia.org/wiki/Trans-Alaska-Pipeline>

9. Bewertung des Projekts

Uns hat das Erdkundeprojekt über das Thema Erdöl sehr gut gefallen, weil wir finden, dass das Thema interessant ist, da das Thema ein wichtiger Wirtschaftszweig ist und Erdöl einer der wichtigsten Energielieferanten der Welt ist. Durch dieses Projekt konnten wir uns gut darüber informieren. Was uns nicht so gut gefallen hat, war, dass das Projekt sehr umfangreich war und wir nicht so viel Zeit hatten, uns mit jedem Teilthema intensiv zu beschäftigen. Aber im Großen und Ganzen sind wir sehr zufrieden.