

## **Bau und Entstehung der Erdöllagerstätten.**

Von **H. Wieseneder.**

Die Lagerstätten des Erdöls sind an marine, landnahe Sedimente geknüpft; wir treffen sie entweder in den Vortiefen und Innensenken der Falten- und Deckengebirge oder in epikontinentalen Transgressionsräumen. Sie sind in allen geologischen Formationen vom Untersilur bis ins Pliozän verbreitet. Ölbildung hat aber vermutlich schon in vorpaläozoischer Zeit stattgefunden, wie der Versuch, die Graphitgänge von Ceylon als metamorphe Asphalte zu deuten, dartut.

Die Sedimentation in den Vortiefen der Faltengebirge weist in der Regel noch geosynklinale Züge auf, das heißt, daß einförmige Schichtfolgen klastischer Gesteine großer Mächtigkeit abgelagert werden. Schichtlücken und Diskordanzen treten an Bedeutung zurück. Im Gegensatz hiezu ist die epikontinentale Sedimentation geringmächtig, lückenhaft und durch Einschaltungen von Kalken, Dolomiten, bituminösen Gesteinen und unter ariden Verhältnissen auch von Salzsteinen charakterisiert.

Der Zusammenhang von Vorland sedimentation und Ölbildung bringt es mit sich, daß die alpidischen Gebirge von zahlreichen Erdöllagerstätten begleitet werden. Hierher gehören die auf alpin-karpathischem Boden liegenden Lagerstätten des Inneralpinen Wiener Beckens, das kleine Ölfeld von Leoprechting in Oberösterreich und zahlreiche Öl- und Gasspuren im Alpenvorland. Ferner zählen die westukrainischen und rumänischen Ölfelder des Karpathenvorlandes hierher. In die gleiche Gruppe gehören Baku und die übrigen Felder des Kaukasusgebietes. Weiter im Osten schließen sich die bekannten Vorkommen des Iraks und Irans an. Ferner die Felder längs der Westfront des Irakan Gebirges und der Naga Chin Hills von Burma. Die weitere Fortsetzung bilden die Ölfelder Indonesiens, Sachalins und Kamtschatkas. Diese Felder fördern hauptsächlich aus dem Miozän, jüngere und ältere Schichten treten dagegen als ölführende Formationen zurück.

In der Neuen Welt begleiten mesozoische Lagerstätten die alpidisch gefalteten Rocky Mountains. An einen jüngeren Strang spätertärer Ketten sind die kalifornischen und ostmexikanischen Felder gebunden. In Südamerika hängen wichtige Vorkommen mit dem NO-Zweig der alpidischen Kordilliere zusammen; sie reichen von Ekuador über Kolumbien und Venezuela bis Trinidad. Zu den bedeutendsten Lagerstätten zählen die des paläozoischen Appalachegebietes; sie ziehen vom Staate New York über Pennsylvanien durch Westvirginia und

Kentucky bis Tennessee. Pennsylvanien ist das klassische Land des Erdöls. Von diesem Gebiet aus hat die Erdölindustrie ihren Ausgang genommen. Heute sind die Lagerstätten bereits teilweise erschöpft, so daß nur mehr 12% der gesamten USA-Förderung aus dieser Region stammt. Die Kohlenwasserstoffe finden sich vorwiegend im Karbon, doch sind auch ältere Formationen teilweise öl- und gasführend. In Europa sind Lagerstätten aus den kaledonischen oder variskischen Saumtiefen bisher nicht bekannt geworden.

Den im Anschluß an die Bildung der Faltengebirge entstehenden Lagerstätten stehen die der mobilen Schelfe und der Innensenken stabiler Kontinentalmassen gegenüber. Zu den Vorkommen dieser Art rechnen wir die zum Teil im Bereich von Salzstöcken auftretenden Ölfelder der nordwestdeutschen Bucht sowie die Lagerstätten des transkaspischen Embagebietes und die Vorkommen des Kuibischewer Raumes. In Nordamerika gehören die paläozoischen Lagerstätten von Michigan, Ohio, Illinois, Kansas, Oklahoma, Neumexiko, Zentral- und Westtexas dem Plateautypus an.

#### Geologische Strukturen und stratigraphische Ölfallen.

Das Erdöl als flüssige Substanz ist nicht an den Ort seiner Entstehung gebunden, sondern wandert infolge seines geringeren Gewichtes durch die mit Wasser erfüllten Gesteinsporen und Klüfte nach oben, bis undurchlässige Schichten seine weitere Migration verhindern. Befinden sich an solchen Stellen speicherfähige Gesteine, so entstehen Erdöllagerstätten. Nur in jenen wenigen Fällen, in denen die ölführenden Schichten wasserfrei sind, kommt es zur Bildung von Synklinallagerstätten. Wir müssen daher bei der Entstehung nutzbarer Lagerstätten die Bildung des Erdöls in den Muttergesteinen, die Migration oder Wanderung und die Ansammlung in den Speichergesteinen unterscheiden.

Innerhalb eines Sedimentationsraumes ist die Bildung der Lagerstätten entweder an tektonische Strukturen gebunden oder durch die Sedimentationsverhältnisse bedingt. Die Bedeutung von Antiklinalen für die Bildung von Erdöllagerstätten wurde zuerst von Andrews (1861) für Ohio und Virginia und im gleichen Jahre von Hunt für die kanadischen Ölfelder erkannt. Andrews legte zunächst allerdings besonderes Gewicht auf die mit den Antiklinalen des von ihm untersuchten Gebietes in Verbindung stehenden Klüfte, durch die das Öl aus der Tiefe aufdringen sollte. Höfer (1877) übertrug die in Nordamerika entwickelte Antiklinaltheorie auf die damals bekannten Ölfelder der übrigen Welt, mit deren Hilfe auch zahlreiche neue Lagerstätten, die sich nicht durch Anzeichen an der Oberfläche verrieten, entdeckt werden konnten. Der größte Teil der bekannten Vorkommen ist an solche Antiklinalstrukturen gebunden. Sie entstehen durch Faltungsvorgänge geringerer Intensität im Anschluß an gebirgsbildende Prozesse. Erdölanreicherungen sind aber auch aus dem Deckenland bekannt geworden. 1947 wurde in den Appalachen ein Ölfeld (Rose Feld) in einem tektonischen Fenster entdeckt. Ein im wesentlichen aus silurischen Gesteinen bestehender stationärer

Block ist von einer älteren Einheit meilenweit überschoben. Die liegende Serie kommt in mehreren Fenstern zu Tage. In einem wurde das genannte Feld entdeckt, weitere sind ölhöfzig. Auch in den Karpathen reicht die Ölführung ins Deckenland. Im allgemeinen werden aber mit zunehmender tektonischer Beanspruchung der Gesteine die Kohlenwasserstoffe dispergiert und die Lagerstätten zerstört.

Eine wichtige Rolle spielen ferner Brüche und Bruchstrukturen. Geneigte, durch Störungen abgeschnittene und abgedichtete Speichergesteine können zu monoklinalen Ölfällen werden. Häufig treten im Gefolge der Störungen Schleppungen der abgesenkten Schichten ein, da diese infolge des bei der Bewegung auftretenden Reibungswiderstandes ungleichmäßig zurückbleiben und halbdomeförmige Strukturen bilden. Friedl (1935) konnte bei seinen Arbeiten in den zwanziger Jahren an dem von ihm aufgefundenen Steinbergbruch bei Zistersdorf solche Schlepstrukturen nachweisen und die Lagerstätte Gösting als erstes Ölfeld im österreichischen Teil des Wiener Beckens entdecken. Die Verfolgung des Steinbergbruches nach Norden und Süden ergab sieben weitere an diese Störung gebundene Strukturen, mit mehr oder weniger reichlicher Ölführung.

Salzstöcke wandern durch die sie umgebenden Gesteine nach oben; eine Erscheinung, die unter der Bezeichnung Salztektonik bekannt ist und die zu einer Aufwölbung der Schichten über den Salzhorsten sowie zu Aufschleppungen an den Flanken führt. Diese, wohl vorwiegend durch Gebirgsdruck verursachte Auftriebstendenz ist so stark, daß es in Trockengebieten (Persien, Ägypten) zur Ausbildung von „Salz- und Gipsgletschern“ kommt. Sind die Bedingungen für die Entstehung des Erdöls gegeben und Speichergesteine vorhanden, so reichert sich das Öl teils über den Salzhorsten, teils an den Flanken und bei pilzförmig gestalteten Salzlagerstätten auch unter dem Salzüberhang an. Gelegentlich sind Strukturen auch im Zusammenhang mit Eruptivgesteinsmassen beobachtet worden. Ein Beispiel ist das Omaha Pool in Ohio. Die Bildung der domeförmigen Aufwölbung wird auf eine in der Tiefe steckende Eruptivmasse zurückgeführt. Der ölführende Sandstein steht im Eruptivkontakt mit Glimmerperidotitgängen, die von dem Eruptivgesteinsstock ausgehen. Ähnliche Strukturen sind auch aus Neuseeland und Mexiko bekannt geworden.

Eine zweite Gruppe von Erdölanreicherungen ist atektonischer Natur und durch die Sedimentationsverhältnisse selbst bedingt. Eine sehr wichtige Rolle spielen begrabene Reliefs und Strukturen. Bei begrabenen Strukturen ist der tektonische Bau infolge der Härteunterschiede der einzelnen Schichten durch die Verwitterung herauspräpariert, während er bei begrabenen Reliefs von der Oberfläche unregelmäßig zerschnitten wird.

Die Sedimentation über unterseeischen Bergen erfolgt der Hangneigung entsprechend schräg. Durch den Wechsel von feinkörnigem Material können speicherfähige Lagen entstehen. Wir kennen solche begrabene Berge auch aus dem Wiener Becken. Die produktiven Schlierlagen des 1941—1944 erschlossenen Feldes St. Ulrich—Neusiedl ummanteln einen begrabenen Flyschberg, der

seine Entstehung einer prähelvetischen Erosionsphase verdankt. Aus dem umgelagerten und teilweise verfestigten Verwitterungsschutt des Flyschberges sind die ölführenden Schlierlagen aufgebaut. Eine ähnliche Bedeutung haben begrabene Riffe für die Erdölanreicherung. Das Marine Pool in Illinois besitzt eine hufförmig gestaltete Struktur, die das Abbild eines begrabenen Siluratolls darstellt.

Von den begrabenen Reliefs führt ein kontinuierlicher Übergang zu jenen Lagerstätten, deren Entstehung nicht auf tektonische oder sedimentäre Schichtaufwölbungen, auf „Strukturen“, sondern auf die lithologischen und paläogeographischen Verhältnisse zurückzuführen ist. Schon 1922 hat Blumer darauf hingewiesen, daß an verschiedenen Stellen der appalachischen Ölregion der Einfluß der Schichtlagerung auf die Erdölanreicherung schwindet, und diese durch die Verteilung von Porosität und Durchlässigkeit in den Gesteinen kontrolliert wird. Insbesondere gilt dies für Ölanreicherungen in Sandlinsen, die gewöhnlich in Beziehung zu ehemaligen Küstenlinien stehen und Sandbänke, Nehrungen oder unterseeische Barren darstellen. Langgestreckte Sandkörper, „shoestring sands“, werden als Ausfüllungen von Strömungsrinnen gedeutet. Für die Entstehung stratigraphischer Ölfallen spielen auch Diskordanzen eine wesentliche Rolle. Die Ölansammlung kann entweder in der abgeschnittenen und durch die Überlagerung abgedichteten Schichtfolge oder in den Transgressionssanden selbst erfolgen. Durch diagenetische Lösungsvorgänge entsteht sekundäre Porosität in den Speichergesteinen; durch Ausfällung von Bindemittel können sie abgedichtet werden. In flach liegenden porösen Schichten können horizontale Anteile (Terrassen) zu Brennpunkten der Ölanreicherungen werden, da das Öl infolge seiner höheren Viskosität (gegenüber Wasser) nicht mehr auswandern kann.

Es liegt auf der Hand, daß stratigraphische Ölvorkommen vor allem in wenig gestörten Gebieten auftreten und den ursprünglicheren Lagerstättentypus darstellen. Anscheinend gehen viele Antiklinallagerstätten aus stratigraphischen Ölfallen hervor. Dies bietet eine Erklärungsmöglichkeit für die Erscheinung, daß auch in ölführenden Sedimentationsgebieten einzelne Strukturen ölleer sind, da die ursprüngliche Ölanreicherung stratigraphisch bedingt ist.

Sehr häufig sind die Schichten der Antiklinalstrukturen in den Mulden mächtiger als über den Kulminationen. Erfolgt die Sedimentation über begrabenen Bergen, so wird über den Hochs weniger Material abgelagert als in den Mulden. Die gleiche Erscheinung läßt sich bei Faltenstrukturen als syntektonische Sedimentation deuten. Oft beobachtet man eine Verschiebung der Tiefenstruktur gegenüber der Oberflächenstruktur. Ist ein begrabener Berg die Ursache des Hochs, so läßt sich dies damit erklären, daß in der Tiefe das begrabene Relief strukturwirksam ist, während an der Oberfläche eine mehr oder minder unabhängige Faltung stattfand. Die gleiche Erscheinung kann aber auch durch Faltung konvergierender Schichten hervorgerufen werden, wobei der Scheitel der Tiefenstruktur in der Richtung der abnehmenden Mächtigkeit verschoben ist.

## Speichergesteine.

Die Speicherung des Erdöls kann in jedem Gestein stattfinden, das porös und durchlässig ist. Wir verstehen unter Porosität die Summe der Hohlräume eines Gesteines, bezogen auf die Volumseinheit. Die Gesamtporosität umfaßt alle Gesteinsporen; die nutzbare oder effektive nur die der durchgängigen. In losen Absätzen sind Gesamt- und Nutzporosität gleich. Bei der Diagenese werden einzelne Porenräume abgeschlossen, so daß zellige Teilgefüge und eine mehr oder minder große Differenz zwischen Gesamt- und Nutzporosität festzustellen ist. Die Gesteinsporen sind verschiedener Entstehung. Am wichtigsten sind die intergranularen Zwischenräume in Sanden, Sandsteinen und Konglomeraten, die auch die wichtigsten Ölspeichergesteine darstellen. Das Porenvolumen ist von der Korngröße theoretisch unabhängig, wiewohl frisch abgelagerte Pelite meist ein größeres Porenvolumen aufweisen als Sande. Ein idealer Sand mit kugeligen Komponenten besitzt bei einheitlicher Körnung und lockerster Packung ein Porenvolumen von 47·6%; bei dichtester Packung von 26%. Das Porenvolumen ist aber abhängig von der Korngrößenverteilung und von der Korngestalt. In ungleichkörnigen Sedimenten füllen die kleinen Körner die Lücken zwischen den großen aus. Sperrige Gefüge sind poröser als solche mit sphärischen Komponenten. Durch ausgefalltes Bindemittel wird das Porenvolumen ebenfalls reduziert. Die gemessene effektive Porosität von Ölsanden und Ölsandsteinen liegt zwischen 10 und 40%. 40% und mehr weisen lose Sande auf. Schwach verfestigte Sande guter Sortierung haben gewöhnlich 30% Porenvolumen. Durchschnittlich findet man Werte um 25%. Bei 10% scheint die Grenze wirtschaftlich ausbeutbarer Ölsandsteine zu liegen. Dieser Wert kommt den ölführenden Flyschsandsteinen im Untergrunde des Wiener Beckens zu. Die Kenntnis der Porosität ist notwendig zur statistischen Berechnung des Vorrates einer Lagerstätte. Der Vorrat kann allerdings auch aus der Förderrate und dem Abfall der Produktion geschätzt werden (dynamische Methode).

Neben den intergranularen Hohlräumen sind auch Klüfte wichtige Träger der Porosität. Je fester ein Gestein, um so leichter reagiert es auf tektonischen Druck durch Bildung von Spalten und Klüften. Dichte Gesteine können daher, sofern sie klüftig sind, ebenfalls zu Ölträgern werden. Auf Kuba sind klüftige Serpentine ölführend.

Sekundäre Porosität kann in Karbonatgesteinen durch Auflösungserscheinungen entstehen. Poröse zellige und klüftige Kalke sind neben Sanden und Sandsteinen die wichtigsten Speichergesteine. Porenbildung geht auch mit der Dolomitisierung von Kalksteinen einher. Ebenso führen Verwitterungsvorgänge durch Gesteinsauflockerung zur Bildung sekundärer Porosität. Dies spielt eine Rolle bei den eozänen Flyschsandsteinen des begrabenen Flyschberges bei Neusiedl im Zistersdorfer Gebiet. Endlich können auch Fossilgruslagen, Kreiden oder primär zellige Kalke als Erdölspeicher wirksam sein.

Die Fähigkeit poröser Gesteine, Gase oder Flüssigkeiten weiterzuleiten, bezeichnen wir als Durchlässigkeit. Sie ist in erster Linie vom Porendurchmesser abhängig. Angegeben wird die Durchlässigkeit

in Darcyheiten, wobei ein Darcy jene Durchlässigkeit ist, bei der durch  $1 \text{ cm}^2$  porösen Gesteins  $1 \text{ cm}^3$  Wasser bei einer Druckdifferenz von  $1 \text{ atü/cm}$  in der Sekunde bei  $20^\circ$  strömt. Die Durchlässigkeit der Ölträger schwankt außerordentlich. Mit der Porosität ist sie das wichtigste Charakteristikum der Ölträger, da sie die Vorgänge während der Produktion in der Lagerstätte kontrolliert. Lose und schwach verfestigte Grobsande besitzen Durchlässigkeiten von 10 Darcy und mehr. Schwach verfestigte grob- und mittelkörnige Sande erreichen 1—5 Darcy, Feinsande 0.2—0.02 Darcy. In Flyschsandsteinen sinkt die Durchlässigkeit auf 0.001 und weniger ab. Ölkerne mit so geringen Durchlässigkeiten „bluten“, wenn sie ans Tageslicht kommen, da das in den Poren enthaltene Öl nur sehr langsam durch die Expansion des im Öl gelösten Gases ausgetrieben wird. Von der Durchlässigkeit hängen Sondenabstand, Förderquoten sowie der Einsatz sekundärer Gewinnungsmethoden, bei denen das Erdöl den Bohrlochsohlen auf künstliche Weise zugetrieben wird, ab. Die Bestimmung der Durchlässigkeit erfolgt an Gesteinskernen im Laboratorium, kann aber auch näherungsweise aus Produktionsdaten ermittelt werden. Zwischen Korngröße, Porosität und Durchlässigkeit besteht ein mathematisch formulierbarer Zusammenhang. Kennt man Porosität und Korngrößenverteilung, so läßt sich die Durchlässigkeit loser und schwach verfestigter Sande berechnen.

#### Lagerstätteninhalt.

In den Speichergesteinen befinden sich Erdgas, Erdöl und Lagerstättenwasser, getrennt nach ihrem spezifischen Gewicht. Das Erdöl ist ein Gemisch von Kohlenwasserstoffen mit geringen Beimengungen von Sauerstoff-Schwefel-Stickstoff- und Phosphorverbindungen.

Unter den Kohlenwasserstoffen ist die Methanreihe die wichtigste. Ihre ersten vier Glieder sind Hauptbestandteile des Erdgases. Dieses bildet entweder eine Gaslagerstätte wie in der Poebene oder im Unterpannon des Wiener Beckens und besteht dann fast ausschließlich aus Methangas. Erdgas, das zusammen mit Erdöl vorkommt (im gleichen Horizont), ist zum Teil in diesem gelöst, zum Teil tritt es als freie Gaskappe auf. Auch solches Erdgas besteht vorwiegend aus Methan, enthält daneben aber auch größere Mengen von Äthan, Propan und Butan. Eine dritte Art der Erdgasvorkommen sind die Kondensatlagerstätten. Es sind dies Vorkommen in größerer Tiefe, meist über 2000 m. Bei dem dort herrschenden Druck ist der Lagerstätteninhalt flüssig, geht aber durch die Druckentlastung während der Förderung zum größten Teil in den gasförmigen Zustand über, so daß neben einer geringen Menge von Schwerbenzin oder Rohöl von petroleumähnlicher Zusammensetzung große Erdgasmengen anfallen. Im Wiener Becken wurde 1941 in 2500 m Tiefe eine solche Lagerstätte erschürft.

Im Erdgas kommen neben den Kohlenwasserstoffen auch wechselnde, meist geringe Mengen von  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$  und  $\text{O}_2$  vor. Das in nordamerikanischen Lagerstätten in nutzbaren Mengen im Erdgas auftretende Helium stammt aus dem Zerfall radioaktiver Substanzen bestimmter Mineralien kristalliner Gesteine des Untergrundes. Das Erd-

gas ist der wichtigste Träger der Lagerstättenenergie, da es unter Druck steht. Der Druck ist von der Tiefe abhängig und entspricht meist dem hydrostatischen Druck.

Die Paraffinkohlenwasserstoffe mit 5—15 Kohlenstoffatomen sind flüssig und bilden wichtige Bestandteile des Benzins. Die aliphatischen Kohlenwasserstoffe mit über 15 Kohlenstoffatomen setzen das bei gewöhnlicher Temperatur feste Paraffin zusammen, dessen natürliche Vorkommen als Erdwachs oder Ozokerit bezeichnet werden. Rohöle, in denen Paraffinkohlenwasserstoffe vorherrschen, sind relativ leicht und bezinreich. Man nennt sie Paraffinöle oder paraffinbasierte Öle.

Die gesättigten ringförmigen Kohlenwasserstoffe (Naphthene) mit 5—50 Kohlenstoffatomen sind die zweitwichtigste Gruppe der Erdölkonstituenten. Sie scheinen in enger Beziehung zu den Asphaltthenen zu stehen, deren chemischer Aufbau aber noch nicht aufgeklärt ist, und die zusammen mit den Naphthenen die wesentlichsten Bestandteile der Asphaltöle bilden. Diese sind durch höheres spezifisches Gewicht und durch das Fehlen des Benzins gekennzeichnet. Oxydations- und Polymerisationsprodukte naphthenisch-asphaltischer Rohöle bilden den natürlichen Asphalt. Aromatische Kohlenwasserstoffe finden sich zwar in den meisten Rohölen, treten aber hinter den beiden ersten Gruppen an Bedeutung zurück, nur die Rohöle Indonesiens enthalten sie in größerer Menge. Lediglich in Spuren kommen Olefine, Diolefine und Azetylene vor.

Zu den in Rohölen nachgewiesenen Sauerstoffverbindungen gehören Naphthensäuren, Fettsäuren, Phenole und Harzbestandteile. Als Schwefelverbindungen treten niedere Mercaptane, Thiophene, Sulfone, Sulfoxide, Sulfonsäuren und organische Sulfide auf. Pyridine und Chinoline sind als Stickstoffverbindungen nachgewiesen worden. Charakteristisch ist ferner das Auftreten von Vanadium-Porphyrin- und Eisen-Porphyrinkomplexen, die als Chlorophyll- bzw. Hämin-Derivate betrachtet werden.

Asphaltische Rohöle und Paraffinöle kommen zumeist in der gleichen Lagerstätte zusammen vor, und zwar so, daß die asphaltischen Rohöle die höheren, die Paraffinöle die tieferen Horizonte einnehmen. Eine einwandfreie Erklärung für diese Erscheinung steht zur Zeit allerdings noch aus. Es verdient in diesem Zusammenhang festgehalten zu werden, daß die Asphaltöle im allgemeinen von wesentlich geringeren Gasmengen begleitet werden, als die Paraffinöle.

Besondere Aufmerksamkeit erfordern die das Erdöl begleitenden Lagerstättenwässer. Chemisch sind sie vom Meerwasser durch das Zurücktreten oder Fehlen der Sulfate, ferner durch ihre teils geringere, teils höhere Konzentration verschieden. Besonders charakteristisch ist die Anreicherung der biophilen Elemente Brom, Jod und Kalium. Krejci-Graf deutete die Lagerstättenwässer als ein Nebenprodukt der Erdölentstehung. Das ursprüngliche Meerwasser soll bei der Diagenese durch einen Vorgang, der als „innere Austrocknung“ bezeichnet wird, aufgezehrt worden sein, und das Lagerstättenwasser aus jenen Organismen stammen, die das stoffliche Ausgangs-

material des Erdöls darstellen. Eine Analyse der Vorgänge bei der Diagenese ergibt jedoch, daß ein Wasserverbrauch bei der Verfestigung der Sedimente nicht eintritt und dieses bei der Setzung lediglich mechanisch ausgetrieben wird.

Aus diesem Grunde nehmen wir an, daß das Lagerstättenwasser durch eine Vermischung von ursprünglichem Meerwasser mit Nebenprodukten der Erdölbildung entstand. Die teilweise hochkonzentrierten Solen der Erdöllagerstätten sind entweder als Auslaugungsprodukte von Salzlagerstätten oder durch Eindampfungsvorgänge in abgeschlossenen Becken zu erklären, die nicht bis zur Salzausscheidung führten.

### Erdölmuttergesteine.

Das ausschließliche Vorkommen des Erdöls in Sedimenten oder in ihrer unmittelbaren Nähe, sowie der Nachweis von Chlorophyll- und Häminderivaten weisen so eindeutig auf die organische Herkunft des Erdöls, daß den Theorien der anorganischen Entstehung nur mehr historisches Interesse zukommt. Zweifellos bedarf es bei der Bildung des Erdöls der Produktion und Erhaltung großer Mengen organischer Substanzen. Im allgemeinen sind die Bedingungen hierfür in den nährstoffreichen, küstennahen Meeren mit stagnierendem Bodenwasser gegeben. Einzelne Autoren haben die Entstehung des Erdöls in die Speichergesteine verlegt, um Schwierigkeiten, die sich bei der Annahme einer Wanderung des Erdöls ergeben, zu vermeiden. Doch sind die Bildungsbedingungen der meisten Speichergesteine für die Erhaltung der organischen Reste nicht günstig. Sande werden aus fließendem Wasser abgelagert, so daß die als Ausgangsmaterial der Erdölbildungen in Betracht kommenden Planktonleichen erst im ruhigen Wasser mit der feinsten Tontrübe zum Absatz kommen. Die Untersuchungen von Trask (1937) haben gezeigt, daß Sande nur halb soviel organische Substanz enthalten wie Silte, und diese wieder nur halb soviel wie tonige Ablagerungen. Der mittlere Gehalt an organischer Substanz von 1600 küstennahen Sedimenten betrug 2,5%. Da sich auch die Bildung der Kalke und Dolomite in der Regel im sauerstoffreichen Wasser vollzieht, werden wir zwangsläufig auf die tonigen Gesteine als Bildungsmilieu des Erdöls verwiesen. Krejci-Graf (1930, 1938) hat in einer umfassenden Analyse die organischen nicht humosen Schlammte auf ihre Eignung als Bildungsstätten des Erdöls mit dem Ergebnis geprüft, daß weder Wattenschlicke noch Gytten (Halbfaulschlammte) in Betracht kommen, da in diesen Bildungen die organischen Reste von der Bodenfauna verzehrt werden. Nur aus den Sapropelen gehen nach dem genannten Autor die Muttergesteine des Erdöls hervor. Der Unterschied zwischen Gytten und Sapropelen besteht darin, daß in ersteren die Grenze Oxydations-Reduktionszone im Sediment, in letzteren jedoch im Wasser liegt. Aus diesem Grunde ist in Gytten noch ein Bodenleben möglich. Der in den Sapropelen bei der Fäulnis entstehende Schwefelwasserstoff vergiftet die Wasserschichten über dem Boden, so daß nur anaerobe Bakterien existieren können. In solchen Sedimenten tritt eine starke Anreicherung organischer Substanzen ein, und zwar besonders dann,

wenn die Absätze durch die säkulare Senkung große Mächtigkeiten erreichen. Rezente Sedimente mit starker Anreicherung organischer Substanzen kennen wir aus dem Schwarzen Meer und aus den Fjorden Norwegens. Auflösung von Kalkschalen, Erhaltung der Hornsubstanz sowie starke Verkiesung sind für solche Ablagerungen, wie sie fossil in den Posidonienschiefen des süddeutschen Lias und in den Mannsfelder Kupferschiefern vorliegen, kennzeichnend. So überzeugend die Ableitung der Erdölmuttergesteine aus Sapropelen erscheint, so ist die Suche nach solchen im Wiener Becken und in zahlreichen anderen Erdölgebieten ergebnislos geblieben, obwohl bereits zahlreiche Bohrungen den Beckenuntergrund erreicht haben. Wir sind daher gezwungen, das Erdöl aus den einförmigen Tonmergeln abzuleiten, die etwa  $\frac{2}{3}$  der Beckenfüllung im Wiener Becken ausmachen. Diese Tonmergel sind wohl aus Gyttien hervorgegangen und bestehen aus Schluff- und Rohtonanteilen. Die häufige Ausfüllung der Foraminiferenschalen mit Pyrit beweist, daß die Zersetzung der organischen Substanzen unter reduktiven Bedingungen vor sich gegangen ist. Neben Pyrit konnte nicht selten auch syngenetischer Kupferkies nachgewiesen werden. Das Bodenwasser muß jedoch sauerstoffhaltig gewesen sein, da die Foraminiferenfaunen benthonischen Charakter aufweisen. Es ergibt sich nach diesen Beobachtungen, daß die Oxydations-Reduktionsgrenze unmittelbar unter der Bodenoberfläche lag, so daß die abgestorbene organische Substanz rasch eingebettet wurde. In der schon erwähnten Arbeit zeigt Trask (1939), daß die rezenten Absätze im Durchschnitt um 1% organische Substanz mehr enthalten als die fossilen Bildungen gleicher Art. Offenbar geht dieses eine Prozent in Erdöl über. Eine Überschlagsrechnung zeigt, daß dies genügt, um die Erdölvorräte eines bestimmten Sedimentationsgebietes zu erklären. Allerdings ist noch darauf hinzuweisen, daß wir im allgemeinen (besonders im Wiener Becken) nur die Hochs der Erdölgebiete kennen, es ist durchaus möglich, daß in den synsedimentär angelegten Muldenzonen die Bedingungen für die Anreicherung organischer Substanzen noch günstiger waren. Überdies konnte vielfach beobachtet werden, daß die Tonmergel in der unmittelbaren Umgebung der Ölsande besonders reich an Pyrit und arm an Foraminiferenschalen sind und somit eine gewisse Annäherung an den von Krejci-Graf aufgestellten Muttergesteinstypus zeigen.

Trotz dieser Einschränkungen bleibt es dabei, daß eigentliche Sapropelgesteine im Wiener Becken und auch in zahlreichen anderen Erdölgebieten fehlen, so daß wir die Erdölbildung als einen normalen Begleitvorgang der Sedimentation betrachten, der weit über das Verbreitungsgebiet der Faulschlammfazies hinausreicht. Erdöl ist überall zu erwarten, wo mächtigere Schichtfolgen mariner Tonmergel mit Sanden, Sandsteinen oder porösen Karbonatgesteinen wechselagern.

Die häufige Verknüpfung der salinaren Fazies mit Erdöllagerstätten ist nicht immer nur tektonisch, sondern vielfach auch faziell bedingt. Übersteigt die Salzkonzentration eines Beckens 7%, so

sterben die Organismen ab. In der an der Ostseite des Kaspischen Meeres gelegenen Kara Bugasbucht findet eine Anreicherung organischer Überreste unter den Bedingungen der Übersalzung statt. Die Salzkonzentration der durch eine seichte Schwelle vom offenen Meer getrennten Bucht liegt infolge des semiariden Klimas zwischen 16 und 28%. Die durch die Verdunstung entstehende Niveaudifferenz gegen das offene Meer wird durch einen ständigen Zustrom von außen ausgeglichen. Die mitgeführten Organismen sterben infolge des hohen Salzgehaltes ab, so daß es am Boden zu einer Anreicherung organischer Reste kommt.

Einen neuen Gedanken zur Frage der Erdölmuttergesteine hat Küpper (1951) zur Debatte gestellt. Dieser Autor vermutet eine Bindung der organischen Substanz an die feinste Tontrübe während der Sedimentation.

Pettijohn (1950) hat auf die engen Beziehungen der Erdölbildung mit den Zyklen der Sedimentation verwiesen. Die Ablagerung beginnt in der Regel mit feinkörnigen Sedimenten, die günstige Bedingungen für die Bildung von Kohlenwasserstoffen aufweisen. Es folgen mergelige oder tonige Sandsteine und schließlich poröse Sandsteine, die gewöhnlich als Speichergesteine fungieren. Wir werden daher in einem Ölgebiet so viele Erdölbildungsgesteine erwarten dürfen, als Sedimentationszyklen nachzuweisen sind.

#### Migration und Stoffumbildung.

Stoffumbildung und Migration gehören zu den noch wenig geklärten Fragen der Erdölwissenschaft. Eine Wanderung der Kohlenwasserstoffe quer durch die konsolidierten Tonmergel ist auch in geologischen Zeiträumen nicht gut denkbar, weshalb Krejci-Graf (1930) eine Wanderung durch Spalten und Klüfte annahm. Allerdings finden sich solche nur in stärker verfestigten Gesteinen, während sie in jungen Sedimenten sehr selten sind und daher in Gebieten wie dem Wiener Becken eine geringe Rolle bei der Erdölmigration spielten. Der primäre und wichtigste Faktor der Migration ist die Setzung der pelitischen Gesteine unter dem Druck der sich anhäufenden Absätze. Frisch abgelagertes pelitisches Material weist Porenvolumina von 50—90% auf. Dieses wird durch die überlagernden Sedimente allmählich bis auf wenige Prozente reduziert. Der Inhalt der Poren (Wasser und eventuell auch Kohlenwasserstoffe) wird ausgetrieben und wandert, dem geringsten Widerstande folgend, in allgemeiner Richtung nach oben. Da die Oberflächenspannung des Wassers annähernd doppelt so groß ist wie jene des Erdöls, füllt ersteres die feinen Kapillaren aus, während die größeren Poren vom Erdöl besetzt werden. Die porösen Sandschichten wirken daher bei der Migration als eine Art Filter, in die das Erdöl zwar eindringen, sie aber nicht mehr zu verlassen vermag.

Natürlich gibt es daneben auch Spaltenmigration. Alle Erdölanzeichen an der Erdoberfläche wie Gasaustritte, Ölauslässe, Schlammvulkane und ein Teil der Salz- und Jodquellen beweisen dies. Fehlen solche Erdölzeichen, wie im Wiener Becken, so beweist dies, daß die Spaltenmigration ohne Bedeutung für das betreffende Gebiet ist.

Durch Zerklüftung, Erosion und die dadurch bedingte Auswanderung des Erdöls können Lagerstätten auch vollständig zerstört werden.

Als Ausgangsmaterial des Erdöls betrachten wir mit Treibs (1948) Eiweiß, Kohlehydrate und Fette. Da aber die Kohlenwasserstoffe der Erdöle hochreduziert sind und in ihrer Konstitution von der der organischen Ausgangsstoffe beträchtlich abweichen, sind die Bildung der C-Ketten und -Ringe sowie die Reduktion der organischen Reste die chemischen Hauptprobleme der Erdölentstehung. Da die Reduktion weder durch thermische Einflüsse noch durch Reduktionsvorgänge anderer Art zu erklären ist, und die in den Sedimenten nachzuweisenden Fett- und Fettsäuremengen zu gering sind, um sie allein als Ausgangsmaterial des Erdöls zu betrachten, wie dies Engler (1877) tat, nimmt Treibs (1948) eine Disproportionierung der Ausgangssubstanzen durch biochemische Vorgänge an. Durch Gärungsvorgänge, deren Erreger allerdings noch nachgewiesen werden müßten, werden die organischen Reste in n-Fettsäuren und Kohlenwasserstoffe übergeführt. Diese Stoffwechselprodukte anaerober Bakterien sowie die vorgebildeten Fette würden durch weitere chemische Veränderungen in Erdöl übergehen. Die Reaktionen wären dieselben die mit Kohlenwasserstoffen und Fettsäuren im Laboratorium bei Verwendung hochwirksamer Katalysatoren eintreten. Gemengteile der Erdölmuttergesteine sind dabei als schwache Katalysatoren wirksam, ihre geringe Aktivität würde jedoch durch die Lagerstättentemperatur und die lange Dauer der Vorgänge summiert. Das Schema der Erdölbildung nach Treibs sieht folgendermaßen aus:

Eiweiß Kohlehydrate Fette

↓  
Gärungsvorgänge

↓  
n-Fettsäuren (Kohlenwasserstoffe)

↓  
Dekarboxylierung

↓  
n-Paraffine

↓  
thermischer Zerfall

↓  
niedere n-Paraffine

↓  
niedere n-Olefine

↓  
Naphthene  
5-Ringe

↓  
i-Paraffine

↓  
niedere n- oder i-Olefine

↓  
Naphthene  
6-Ringe

↓  
niedere n- oder i-Paraffine

→ Aromaten

Durch das von den Lagerstättenbedingungen abhängige Ausmaß der verschiedenen Umwandlungen würde sich die Differenzierung der verschiedenen Rohöle ergeben. Nach dieser Theorie wären die Naphthene und Aromaten aus vorgebildeten n-Paraffinen entstanden.

Allerdings widerspricht diese Theorie insofern der Wirklichkeit, als wir in den älteren Lagerstätten vorwiegend Paraffinöle, in den jüngeren Lagerstätten vorwiegend asphaltisch-naphthenische Rohöle

antreffen (Altersregel); in geringen Tiefen vorwiegend asphaltische Rohöle und in großen Tiefen hauptsächlich Paraffinöle. Nach den von Treibs entwickelten Vorstellungen müßte man eigentlich das Umgekehrte erwarten. Aus diesem Grunde können wir unsere Vorstellungen über die Entstehung des Erdöls noch nicht als abgeschlossen betrachten.

Eine andere Theorie der Erdölbildung Rogers (1929) stützt sich auf die Tatsache, daß durch radioaktive Strahlung Methan in höhere Kohlenwasserstoffe übergeführt wird. Da sich Methan vor unseren Augen bei der Fäulnis von Zellulose und anderen organischen Substanzen bildet, wäre dies ein sehr einleuchtender Weg der Erdölbildung, der zahlreiche Schwierigkeiten zu überwinden vermag, zumal die Versuche Spuren der bakteriellen Erdölbildung in rezenten Sedimenten nachzuweisen, im allgemeinen mit einer Enttäuschung endeten.

#### Literatur.

- Andrews, E. B., Amer. J. Sci. **32**, 85, 1861 (nach Benz, 1950).  
 Benz, A., Die Entwicklung der Erdölgeologie. Zeitschr. D. Geol. Ges. **100**, 188 (Jubiläumsband 1950).  
 Blumer, E., Die Erdöllagerstätten. F. Enke, Stuttgart 1922.  
 Dunstan, A. E., Nash, A. W., Brooks, B. I., The Science of Petroleum, Oxford University Press, London, New-York, Toronto 1938.  
 Erdöl und Tektonik in Nordwestdeutschland. Amt für Bodenforschung, Celle 1949.  
 Engler, C., Höfer, H., Das Erdöl. S. Hirzel, Leipzig 1877.  
 Friedl, K., Der Steinbergdom bei Zistersdorf und sein Ölfeld. Mitt. Geol. Ges. Wien **29**, 1, 1937.  
 Krejci-Graf, K., Grundfragen der Erdölgeologie. Schriften aus dem Bereich der Brennstoffgeologie. H. 4, Ferd. Enke, Stuttgart 1930.  
 — Zur Bildung und Zusammensetzung der brennbaren Gesteine. G. R. **29**, 401, 1938. 1938.  
 K ü p p e r, H., Erweckung der Gesteine. Wien, Staatsdruckerei, 1951.  
 Levorsen, A. L., Studies in Paleontology. A.A.P.G.A. 1107, Tulsa 1933.  
 — Stratigraphie versus structural accumulation. A.A.P.G. **20**, 521, Tulsa 1936.  
 — Structure of typical american oil-fields. A.A.P.G. Tulsa 1948.  
 Pettijohn, Sedimentary rocks. New York 1949.  
 Rogers, M. N., New Zealand, J. Sci. and Techn. II. 1929—1930, 389. (nach Tiratsoo, 1951).  
 Tiratsoo, E. N., Petroleum Geology. London, Methuen & Co., 1951.  
 Trask, P. D., Organic content of recent marine sediments. A.A.P.G. Tulsa 1939.  
 Uren, L. C., Petroleum Production Engineering. Mc. Graw Hill, New York, London 1946.