

Bau und Entstehung der Erdöllagerstätten.

Von Univ.-Doz. Dr. Hans Wieseneder, Wien.

Vortrag, gehalten am 5. November 1952.

Die Lagerstätten des Erdöls sind an marine landnahe Sedimente gebunden; wir finden sie entweder in den Vortiefen und Innensenken der Faltengebirge oder in epikontinentalen Transgressionsräumen. Sie sind vom Kambrium an in allen geologischen Formationen anzutreffen, wenn auch in bestimmten Zeitabschnitten mehr Lagerstätten auftreten als in den übrigen. Dies hängt mit der allgemeinen geologischen Entwicklung zusammen und bezieht sich in ähnlicher Weise auch auf die Kohlenvorkommen.

Faltengebirge entstehen aus Geosynklinalen. Wir verstehen darunter langgestreckte marine Sammelmulden mit säkular sinkenden Böden. In der Phase der Gebirgsbildung, in der orogenen Phase, wird der Inhalt der Geosynklinalen mit einem Teil ihres Untergrundes gefaltet. Am Außensaum der Faltenketten bilden sich Saumtiefen aus, in die der Schutt des werdenden Gebirges einsedimentiert wird. Flysch und Molasse der Alpen sind charakteristische Bildungen dieser Art. Ein Teil der Erdöllagerstätten ist an solche Vortiefensedimente gebunden. Ein-

förmige Schichtfolgen von Mergeln, Tonmergeln, Sanden und Sandsteinen sind charakteristisch für diesen Lagerstättentyp.

Eine zweite Gruppe von Erdölvorkommen ist an jene Teile der Kontinentalsockel gebunden, die im Laufe der geologischen Geschichte zeitweilig überflutet waren. Geringere Mächtigkeit, Kalk- und Dolomitgesteine, Salzlagerstätten sowie das Auftreten größerer Schichtlücken kennzeichnet die Sedimente des epikontinentalen Lagerstättentyps.

Der Zusammenhang von Vorlandsedimentation und Ölbildung bringt es mit sich, daß die alpinen Gebirge von zahlreichen Lagerstätten begleitet werden. Im Bereich der eigentlichen Alpen treten allerdings nur sehr bescheidene Vorkommen auf. Das kleine Asphaltölvorkommen von Leoprechting in Oberösterreich ist vor kurzem aus wirtschaftlichen Gründen zum Erliegen gekommen. Die seit langem bekannten Erdgasvorkommen von Wels haben nur örtliche Bedeutung. Die großzügigen Aufschlußarbeiten im bayrischen Alpenvorland und in der Schweiz haben bisher nur Ölsuren, jedoch keine nutzbaren Lagerstätten erbracht. Erst in dem an der Nahtstelle Alpen-Karpathen gelegenen Inneralpinen Wiener Becken treten jene vielgenannten Lagerstätten auf, die auch, im Weltmaßstab gesehen, als wertvoll anzusprechen sind. Zu den, an alpidische Vortiefen und Innensenken gebundenen

Vorkommen, zählen ferner die ungarischen, die westukrainischen, die rumänischen und die Kaukasuslagerstätten. Weiter im Osten schließen sich die bekannten Vorkommen des Iraks und des Irans an. Es folgen ferner die Ölfelder Burmas, Indonesiens, Sachalins und Kamtschatkas. Die meisten der genannten Felder fördern aus dem Miozän, während ältere und jüngere Formationen als Ölträger zurücktreten.

In der Neuen Welt begleiten mesozoische Lagerstätten die alpidisch gefalteten Rocky Mountains. An einen jüngeren Strang spätterter Ketten sind die kalifornischen und die 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 Appalacheengebietes; 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 kommt. Die Kohlenwasserstoffe finden sich vorwiegend im Karbon, doch sind auch ältere Formationen teilweise öl- und gasführend. In Europa sind Lagerstätten aus den kalédonischen

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 der Kontinente gegenüber. Zu den Vorkommen dieser Art rechnen wir die teilweise mit Salzstöcken auftretenden Ölfelder der nordwestdeutschen Bucht, die Lagerstätten des transkaspischen Embagebietes und die Vorkommen des Kuibischewer Raumes. In Nordamerika gehören die Lagerstätten von Michigan, Ohio, Illinois, Kansas, Oklahoma, Neumexiko, Zentral- und Westtexas dem Plateautypus an. 70% der USA-Förderung kommt heute aus diesen Gebieten. Die Welterdölförderung in Millionen Tonnen verteilte sich nach der Literatur im Jahre 1951 auf folgende Länder bzw. Gebiete:

USA	307,5
Venezuela	89,0
UdSSR.	42,4
Saudi-Arabien	37,5
Kuweit	28,3
Persien	16,9
Mexiko	11,0
Irak	8,4
Indonesien	7,4
Kanada	6,2
Columbien	5,4
Brit. Borneo	5,0
Rumänien	4,3
Argentinien	3,5

Trinidad	3,0
Ägypten	2,4
Quatar	2,3
Peru	2,1
Bahrein	1,5
Westdeutschland	1,4
übrige Länder	4,5
insgesamt	590,0

Geologische Strukturen und stratigraphische Erdölfallen.

Die Bildung nutzbarer Lagerstätten ist an drei Voraussetzungen geknüpft:

1. An die Bildung des Erdöls in bestimmten Gesteinen, die allgemein als Erdölmuttergesteine bezeichnet werden.

2. An das Vorhandensein von tektonischen oder stratigraphischen Erdölfallen.

3. An Speichergesteine, die das Erdöl nach einer mehr oder minder weiten Wanderung aufzunehmen vermögen.

Infolge seines geringen spezifischen Gewichtes wandert das Erdöl durch die mit Wasser erfüllten Gesteinsporen und Klüfte, bis ihm undurchlässige Schichten den weiteren Weg versperren. Befinden sich an diesen Stellen speicherfähige Gesteine, so kommt es zur Bildung einer Lagerstätte.

Zuerst wurde der Zusammenhang von Erdölvorkommen und antiklinalen Aufwölbungen von Andrews (1861) in Ohio und von Hunt (1861) in

Kanada erkannt. Der in Leoben wirkende H ö f e r (1877) übertrug die in Amerika entwickelte Antiklinaltheorie auf die damals bekannten Ölfelder der übrigen Welt. Diese Theorie besagt, daß das Erdöl in den höchsten Partien der Antiklinalen zu finden sei, soferne diese eine genügende Überdeckung besitzen und die sonstigen Bedingungen der Erdölbildung gegeben sind. Mit Hilfe dieser Vorstellung sind zahlreiche neue Vorkommen gefunden worden, die sich nicht durch Anzeichen an der Erdoberfläche verrieten.

Eine wichtige Rolle spielen ferner Brüche und Bruchstrukturen bei der Erdölanreicherung. Geneigte, durch Störungen abgeschnittene und abgedichtete Speichergesteine können zu Ölfallen 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 (1937) konnte durch seine Arbeiten, die in den zwanziger Jahren durchgeführt wurden, an dem von ihm festgestellten Steinbergbruch bei Zistersdorf solche Schleppungen nachweisen und die Lagerstätte Gösting als erstes Ölfeld im österreichischen Teil des Wiener Beckens entdecken.

Salzstöcke zeigen die Tendenz, durch die sie umgebenden Gesteine nach oben zu wandern, so daß man sie häufig in Schichten findet, die wesentlich

jünger sind als die Salzgesteine. Da sich solche Salzvorkommen meistens in den Antiklinalen von Faltensträngen finden, ist wohl vor allem der Faltungsdruck für diese Erscheinung verantwortlich. Die plastischen und leichteren Salzgesteine weichen bei den Faltungsvorgängen nach oben aus, so daß die Faltung disharmonisch (diapir) wird. Dieser Prozeß führt zu einer Aufwölbung der Schichten über den Salzhorsten und zu einer Aufschleppung an den Flanken. Sind die Bedingungen für die Entstehung des Erdöls gegeben und Speichergesteine vorhanden, so reichert sich das Erdöl über den Salzhorsten oder an den Flanken an. Solche Lagerstätten sind aus Persien, Ägypten, dem ehemaligen Galizien, aus Nordamerika und dem Embagebiet bekannt.

In seltenen Fällen stehen Erdölstrukturen auch in Zusammenhang mit Eruptivgesteinen. Aus Ohio, Mexiko und Neuseeland sind Strukturen bekannt, die ihre Entstehung der Aufwölbung sedimentärer Schichten durch eindringende Eruptivgesteine verdanken. Größere praktische Bedeutung kommt diesen Lagerstätten jedoch nicht zu.

Eine zweite Gruppe von Erdölfällen ist atektonischer Natur und entsteht bei der Sedimentation. Eine sehr wesentliche Rolle spielen hierbei begrabene Reliefs. Erfolgt nach einer Trockenlegung mit anschließender Zertalung ein neuerlicher Meereseinbruch, so werden die Sedimente nunmehr über einen mehr oder minder stark reliefierten Untergrund ab-

gelagert. Die Anlagerung der Schichten erfolgt schräg, der jeweiligen submarinen Hangneigung entsprechend. Durch den Wechsel von dichtem und porösem 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 bei Zistersdorf 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.

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 Ölanreicherung in Sandlinsen, die gewöhnlich in Beziehung zu ehemaligen Küstenlinien stehen und fossile Sandbänke, Nehrungen, oder unterseeische Barren darstellen. Langgestreckte Sandkörper „shoestring sands“ wer-

den als Ausfüllungen von Strömungsrinnen gedeutet. Bei der Entstehung stratigraphischer Ölfallen spielen auch Diskordanzen eine wesentliche Rolle. Die Ölsammlung kann entweder in der abgeschnittenen und durch diskordante Überlagerung abgedichteten Schichtfolge oder auch in den Transgressionssanden selbst erfolgen. Durch Lösungsvorgänge kann in den Sedimenten sekundäre Porosität entstehen. Das gleiche tritt durch das Aufreißen von Klüften unter der Einwirkung von Gebirgsdruck ein. In flach liegenden Serien können horizontale Schichten zu Brennpunkten der Ölsammlung werden, da das Öl infolge seiner höheren Viskosität (gegenüber Wasser) nicht mehr auswandern kann. Man spricht dann von Terrassenlagerstätten.

In der Natur sind die einzelnen Lagerstättentypen natürlich häufig in mannigfacher Weise miteinander verknüpft.

Die statistische Übersicht der Welterdölförderung zeigt, daß fast alle Felder auf der Nordhalbkugel liegen. Nur 2% des 1951 geförderten Rohöles stammt aus Ländern südlich des Äquators. Diese auffällige Erscheinung hängt mit der allgemeinen geologischen Entwicklung der Erde zusammen. Diese vollzog sich seit dem Kambrium in der Weise, daß einer allmählichen Zerstückelung und Verkleinerung eines ursprünglich einheitlichen Südkontinentes (Gondwanaland) eine immer stärkere Ansammlung der Landmassen auf der Nordhalbkugel

durch periodische Gebirgsbildung und Verlandung gegenübersteht. Da, wie schon früher gezeigt wurde, die Ölbildung an ehemalige küstennahe Meeresräume gebunden ist, erklärt sich so die eigenartige großregionale Verteilung der Lagerstätten.

Speichergesteine.

Die Speicherung des Erdöls kann in jedem Gestein stattfinden, das porös und durchlässig ist. Porosität und Durchlässigkeit sind nicht dasselbe. Wir verstehen unter Porosität das Volumen der inneren Hohlräume eines Gesteins, bezogen auf die Volumseinheit. Porosität kann auf verschiedene Weise entstehen. Die Komponenten der Sande und Sandsteine schließen nicht dicht aneinander, sondern lassen Lücken frei, die sich, räumlich gesehen, zu Porenkanälen zusammenschließen. Bei der Verfestigung der losen Absätze wird ein Teil der Poren in sich geschlossen, so daß wir zwischen totaler Porosität und effektiver Porosität, die nur die durchgängigen Poren umfaßt, unterscheiden. Gehen wir bei der Betrachtung der Porosität eines klastischen Sedimentes von kugeligen Komponenten einheitlicher Korngröße aus, so beträgt diese bei lockerster Packung, wie sich rechnerisch leicht zeigen läßt, 47,6%; bei dichtester Packung jedoch nur 25,95%. Eine weitere Reduktion der Porosität kann durch ungleichmäßige Körnung und durch Auffüllung von

Bindemittel in den Gesteinsporen eintreten. Sperrige Gefüge bedingen größere Porenräume als sphärische Körnchen. Die Art der Packung der Korngefüge hängt mit den Ablagerungsbedingungen zusammen. Sande, die aus rasch fließenden Strömungen abgesetzt werden, sind lockerer gefügt als ähnliche Absätze aus ruhigem Wasser.

Neben den intergranularen Hohlräumen sind auch Klüfte Träger der Gesteinsporosität. Je fester ein Gestein, umso leichter reagiert es auf tektonischen Druck durch Bildung von Spalten und Klüften. Auf Kuba sind zum Beispiel klüftige Serpentine ölführend.

Kalke unterscheiden sich wesentlich von Sanden und Sandsteinen im Charakter ihrer Gesteinsporen. Poren in Kalken sind viel weniger einheitlich als jene in Sanden und Sandsteinen. Intergranulare Poren treten in oolithischen Kalken, Kreiden, primär kristallinen Kalken, Dolomiten sowie in Riff- und Lithothamnienkalken auf.

Auch Verwitterungsvorgänge führen durch Gesteinsauflockerung zur Bildung sekundärer Porosität. Naturgemäß ist dies besonders häufig in Kalken und anderen Karbonatgesteinen der Fall. Aber auch die Flyschsandsteine des begrabenden Flyschberges bei St. Ulrich-Neusiedl im Zistersdorfer Gebiet haben durch die prähelvetische Verwitterung eine Vergrößerung ihrer Porosität erfahren.

Die Fähigkeit gewisser Gesteine oder anderer poröser Substanzen, Gase oder Flüssigkeiten weiterzuleiten, bezeichnen wir als Durchlässigkeit. Sie ist in erster Linie vom Porendurchmesser und von der Porenform abhängig. Nach dem französischen Physiker d'Arcy bezeichnet man jene Durchlässigkeit bei der durch 1 cm² poröser Substanz bei einer Druckdifferenz von 1 atü pro 1 cm in der Sekunde 1 cm³ Wasser bei 20° fließt als 1 Darcy. Die Durchlässigkeit der Ölträger schwankt außerordentlich. Mit der Porosität ist sie das wichtigste Charakteristikum der Ölträger, da sie die Vorgänge in der Lagerstätte während der Förderung kontrolliert. Lose und schwach verfestigte Grobsande besitzen Durchlässigkeiten von 10 Darcy und mehr. Schwach verfestigte Grob- und mittelkörnige Sande erreichen 1—5 Darcy. In Flyschsandsteinen sinkt die Durchlässigkeit auf 0,001 und weniger. Die Porosität ölführender Gesteine schwankt nur zwischen 10 und 40%.

Von der Durchlässigkeit hängen Sondenabstand, Förderquoten sowie eine Reihe technischer Maßnahmen während der Ölgewinnung ab. Die Bestimmung der Durchlässigkeit erfolgt an Gesteinskernen im Laboratorium, kann aber auch näherungsweise aus den Förderdaten ermittelt werden.

Wenn auch jedes poröse und durchlässige Gestein als Ölträger in Erscheinung treten kann, so sind praktisch fast ausschließlich Sande, Sandsteine, ver-

schiedene Kalke und Dolomite als Erdölspeichergesteine bekannt. Im Wiener Becken sind es ausschließlich Sande und Sandsteine, die den wertvollen Rohstoff bergen.

Lagerstätteninhalt.

Da es größere Hohlräume im allgemeinen in den Gesteinen nicht gibt, befinden sich Erdöl, Erdgas und Lagerstättenwasser in den Gesteinsporen. Innerhalb eines Sandhorizontes ist der Lagerstätteninhalt nach der Dichte angeordnet; das Erdgas oben, das Öl in der Mitte und das Lagerstättenwasser unten. Da in den Gesteinsporen jedoch nicht nur die Schwerkraft, sondern auch die Kapillarkräfte wirksam sind, vollzieht sich der Übergang vom Erdgas zum Erdöl, und von diesem zum Lagerstättenwasser allmählich, so daß jeweils eine mehr oder minder breite Übergangszone entsteht.

Das Erdöl ist ein Gemisch von Kohlenwasserstoffen mit geringen Beimengungen von Sauerstoff-, Schwefel-, Stickstoff- und Phosphorverbindungen.

Unter den Kohlenwasserstoffen des Erdöls ist die Methanreihe die wichtigste. Ihre ersten 4 Glieder sind gasförmig und finden sich als Hauptbestandteile im Erdgas. Dieses bildet teilweise reine Gaslagerstätten, die keine Verbindung zum Erdöl haben. Solche Vorkommen sind aus der Poebene und aus dem Unterpannon des Wiener Beckens bekannt. Aber auch das Erdöl selbst ist fast immer vom Erd-

gas begleitet. Zum Teil ist es in der Lagerstätte im Erdöl gelöst, zum Teil tritt es als freie Gaskappe über demselben auf. Reine Gaslagerstätten enthalten fast ausschließlich Methan, dem geringe Mengen von Äthan beigemischt sind. Auch das mit Erdöl auftretende Erdgas besteht vorwiegend aus Methan, enthält daneben aber auch noch größere Mengen von Äthan, Propan, Butan, Pentan und Hexan. 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 geringen Mengen von Schwerbenzin oder leichtem Rohöl große Erdgasmengen anfallen. Auch im Wiener Becken wurde 1941 bei Aderklaa in der Tiefe von 2500 m eine solche Lagerstätte erschürft. Im Erdgas kommen neben den Kohlenwasserstoffen auch wechselnde, meist geringe Mengen von N_2 , CO , CO_2 und O_2 vor. Das in nordamerikanischen Lagerstätten in nutzbaren Mengen auftretende Helium stammt aus dem Zerfall radioaktiver Substanzen der Mineralien kristalliner Gesteine des Untergrundes. Das Erdgas ist der wichtigste Träger der Lagerstättenenergie. Der Druck in den Lagerstätten ist von der Tiefe abhängig und entspricht sehr häufig dem hydrostatischen Druck.

Bei der Untersuchung und bei der Verarbeitung wird das Rohöl einer fraktionierten Destillation unterworfen, die teilweise unter Vakuum stattfindet. Wir bezeichnen die bis 200° absiedenden Bestandteile als Benzin. Die Fraktion von $200\text{—}300^{\circ}$ als Petroleum und die Fraktion von $300\text{—}350^{\circ}$ als Gasöl. Der Anteil über 350° bildet den Rückstand oder das Heizöl. Diese Grundprodukte der Erdölverarbeitung bilden erst das Ausgangsmaterial der weiteren modernen chemischen Erdölverarbeitung, die jene Kraft- und Schmierstoffe liefert, die die Industrie benötigt.

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 benzinreich. Man nennt sie Paraffinöle oder paraffinbasierte Öle.

Die gesättigten ringförmigen Kohlenwasserstoffe mit 5—50 Kohlenstoffatomen sind die zweitwichtigste Gruppe der Erdölkonstituenten. Sie sind wesentliche Bestandteile der Asphaltöle, die durch höheres spezifisches Gewicht und durch geringen Benzingehtalt gekennzeichnet sind. Oxydations- und

Polymerisationsprodukte naphthenisch-asphaltischer Rohöle bilden den 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 finden sich Olefine, Diolefine und Azetylene. Paraffine, Isoparaffine (Paraffine mit Seitenketten), Naphthene und Aromaten können auch in mannigfacher Weise miteinander verkettet sein. Die Isolierung der chemischen Individuen aus dem Rohöl ist eine sehr schwierige Aufgabe. Es gibt aber ein Näherungsverfahren (Ringanalyse nach Waterman), das es gestattet, das Prozentverhältnis von Kohlenstoff in paraffinischer, naphthenischer und aromatischer Bindung aus Molekulargewicht, Refraktion und Dichte bestimmter Fraktionen zu ermitteln.

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

Asphaltische Rohöle und Paraffinöle kommen zumeist in der gleichen Lagerstätte zusammen vor, und zwar so, daß die asphaltischen Rohöle meist die höheren, und die Paraffinöle die tieferen Horizonte einnehmen. Eine anerkannte Erklärung für diese Erscheinung steht noch aus. Es verdient aber in diesem Zusammenhang festgehalten zu werden, daß die Asphaltöle von geringeren Gasmengen begleitet werden, als die Paraffinöle. Auch in der Zusammensetzung bestehen Unterschiede. Die Gase der Paraffinöle sind reicher an Flüssiggas (Propan, Butan) und Gasolin als die Gase der Asphaltöle, die meist ausgesprochene Trockengase mit geringen Kondensatbeimengungen darstellen.

Besondere Aufmerksamkeit erfordern auch die das Erdöl begleitenden Lagerstättenwässer. Neben dem im Meerwasser ebenfalls reichlich vorhandenen Kochsalz treten in den Lagerstättenwässern Brom und Jod auf, die im Meerwasser nahezu vollständig fehlen und auf die besondere Natur des Lagerstättenwassers hinweisen. Ferner fehlen den Lagerstättenwässern die Sulfate, die im Meerwasser eine wichtige Rolle spielen. Das Lagerstättenwasser tritt als Rand- und Liegendwasser auf, wobei es jeweils die tiefsten Partien der Strukturen einnimmt. Oft wechselt seine Zusammensetzung von Ölhorizont zu Ölhorizont, so daß schon aus seiner chemischen Analyse gesagt werden kann, woher das Wasser stammt. Es liegt auf der Hand, daß dies für praktische Fra-

gen (Verwässerung der Felder, Wassereinbrüche) sehr wichtig ist. Auch die Jodquellen von Bad Schallerbach in Oberösterreich werden als Ölfeldwässer betrachtet. Dies gilt in ähnlicher Weise für alle Jodquellen des voralpinen Schliers. Das zugehörige Öl ist allerdings bisher noch nicht gefunden worden. Es ist auch gar nicht gesagt, daß die Umbildung der organischen Substanz immer bis zur Ölbildung führen muß. Es ist denkbar, daß bisweilen nur die charakteristischen Lagerstättenwässer entstehen.

Ursprünglich wurde ziemlich allgemein angenommen, daß die Lagerstättenwässer fossiles Meerwasser sind. Heute betrachten wir mit K r e j c i - G r a f (1930) einen Teil desselben als ein Nebenprodukt der Ölbildung, das beim gleichen Prozeß entsteht wie das Erdöl. Wir dürfen nicht vergessen, daß die Organismen zu einem sehr hohen Prozentsatz aus Wasser bestehen, und nur sie imstande sind, die in den Lagerstättenwässern auftretenden Elemente Jod und Brom zu speichern.

Erdölmuttergesteine.

Das Vorkommen des Erdöls in den 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. Zweifel-

los ist die Voraussetzung der Erdölentstehung die Produktion und Erhaltung großer Mengen organischer Substanz im marinen Milieu. Im allgemeinen sind diese Bedingungen 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 der Erdölwanderung ergeben, zu vermeiden. Doch sind die Bildungsbedingungen der meisten Speichergesteine für die Erhaltung der organischen Substanz nicht günstig. Sande werden aus fließendem Wasser abgelagert, so daß die als Ausgangsmaterial der Erdölbildung in Frage kommenden abgestorbenen Planktonteilchen erst im ruhigen Wasser mit der feinsten Tontrübe zum Absatz kommen. Wir sehen also, daß wir auf die feinkörnigen Sedimente als Muttersubstrat des Erdöls verwiesen werden. Krejci-Graf (1930, 1938) hat in einer umfassenden Analyse die organischen, nicht humosen Schlamme auf ihre Eignung als Bildungsstätten des Erdöls mit dem Ergebnis geprüft, daß weder Wattenschlicke noch Gytien (Halbfaulschlamme) in Betracht kommen, da die organischen Reste dieser Bildungen von den Bodenfauna verzehrt werden. Nur aus den Sapropelen gehen nach dem genannten Autor die Muttergesteine des Erdöls hervor. Der in den Sapropelen (Vollfaulschlammen) entstehende Schwefelwasserstoff vergiftet die Bodenschichten, so daß nur

anaerobes Bakterienleben möglich ist. In solchen Sedimenten tritt eine starke Anhäufung organischer Reste ein, besonders wenn diese infolge säkularer Senkung des Untergrundes große Mächtigkeiten erreichen. Rezente Bildungen dieser Art finden sich in den Fjorden Norwegens und im Schwarzen Meer. Auflösung von Kalkschalen, Erhaltung der Hornsubstanz sowie starke Pyritbildung sind für solche Ablagerungen charakteristisch, wie sie uns fossil in den Posidonienschiefern des süddeutschen Lias, in den Mannsfelder Kupferschiefern und in mannigfachen bituminösen Schiefen und Kalken verschiedener Gebiete entgegnetreten. Auch eine Anreicherung von Vanadium und Nickel in den Sapropelgesteinen und im Erdöl sprechen nach Krejci-Graf für den Zusammenhang von Sapropelgesteinen und Erdölentstehung.

So überzeugend die Ableitung der Erdölmuttergesteine aus Faulschlammern erscheint, so ist doch die Suche nach solchen im Wiener Becken und in zahlreichen anderen Ölgebieten ergebnislos geblieben, obwohl bereits zahlreiche Bohrungen den Beckenuntergrund erreicht haben. Wir sind daher gezwungen, die Entstehung des Erdöls in die einförmigen Tonmergel zu verlegen, die etwa zwei Drittel der Sedimente des Wiener Beckens ausmachen. Diese Gesteine sind zum größten Teil aus Gyttien hervorgegangen. Die häufige Ausfüllung von Foraminiferenschalen mit Pyrit beweist, daß die Zersetzung

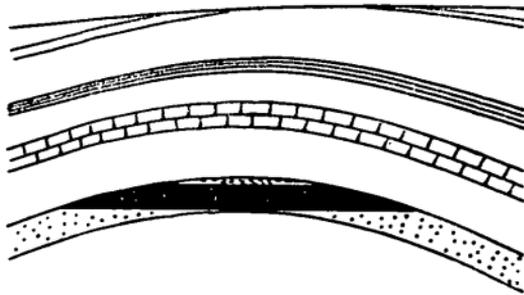
der organischen Substanz unter reduktiven Bedingungen vor sich gegangen ist. Eine Überschlagsrechnung zeigt, daß es genügt, wenn 1% organischer Substanz erhalten bleibt, um die Entstehung der vorhandenen Erdölvorräte zu erklären. Überdies konnte vielfach beobachtet werden, daß die Tonmergel in der unmittelbaren Umgebung der Ölsande besonders reich an Pyrit und arm an Foraminiferen sind, somit eine gewisse Annäherung an den von K r e j c i - G r a f aufgestellten Muttergesteinstypus aufweisen.

Wir stellen uns heute vor, daß die Erdölbildung ein normaler Begleitvorgang der Sedimentation ist, die weit über das Verbreitungsgebiet der Faulschlammfazies hinausreicht. Erdöl ist überall zu erwarten, wo mächtige marine Schichtfolgen mariner Pelite mit Sanden, Sandsteinen oder porösen Karbonatgesteinen wechsellagern.

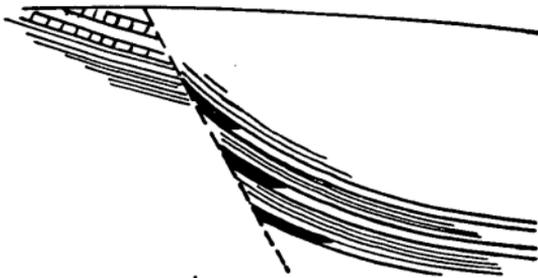
Migration und Stoffumbildung.

Stoffumbildung und Migration gehören noch zu den wenig geklärten Fragen der Erdölwissenschaft. Eine Wanderung der Kohlenwasserstoffe quer durch die konsolidierten Tonmergel ist auch in geologischen Zeiträumen nicht denkbar, weshalb K r e j c i - G r a f (1930) an eine Wanderung durch Gesteinspalten dachte. Solche finden sich allerdings nur in stärker verfestigten Gesteinen, während sie in jun-

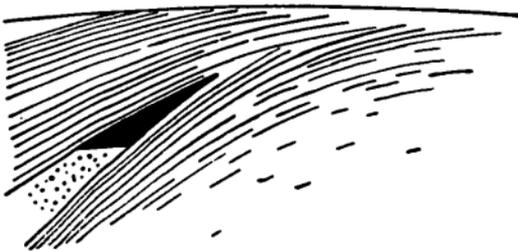
Tektonische und strati-



Antiklinallager-
stätte



Schlepp-
struktur

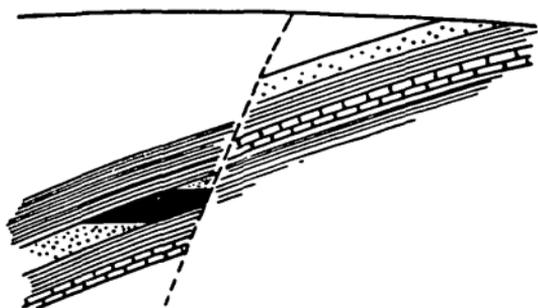


Erdölfalle durch
Auskeilen einer
porösen Schicht

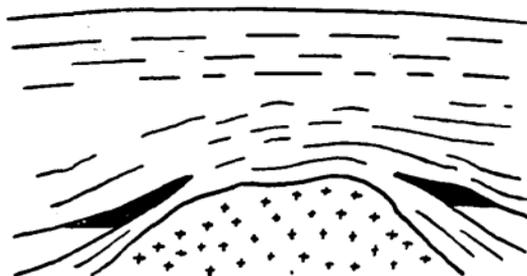


Salzstruktur

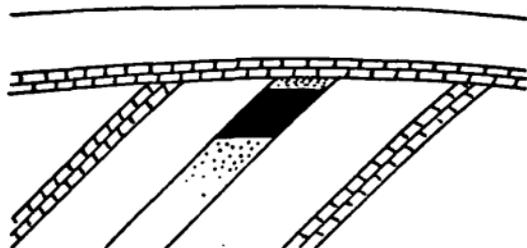
graphische Erdölfallen.



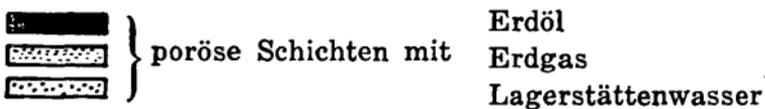
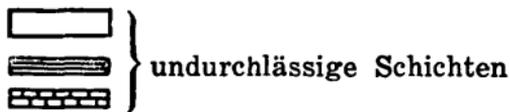
Erdölanreicherung an einer Verwerfung



begrabener Berg



Ölanreicherung an einer Diskordanz



gen Sedimenten, etwa im Neogen des Wiener Beckens, sehr selten sind. Unserer Auffassung nach ist die Setzung der feinkörnigen Absätze der wichtigste Faktor der Primärmigration, als welche wir die Wanderung des Erdöls aus den Mutter- in die Speichergesteine bezeichnen wollen. Frisch abgelagertes pelitisches Material weist Porenvolumina von 50—80% auf. Dieses wird durch die überlagernden Sedimente allmählich bis auf wenige Prozente reduziert. Der Inhalt der Poren (Wasser und eventuell gebildete Kohlenwasserstoffe) wird ausgepreßt und wandert, dem Druckgefälle folgend, nach oben. Da die Oberflächenspannung des Wassers annähernd doppelt so groß ist, wie jene des Erdöls, füllt das Wasser die engeren Kapillaren aus, während die größeren Poren vom Erdöl besetzt werden. Die porösen Sande und Kalke wirken daher bei der Migration als eine Art Filter, in das das Erdöl zwar eindringen, aber nicht mehr austreten kann.

Natürlich gibt es daneben auch Spaltenmigration. Alle Erdölanzeichen an der Erdoberfläche wie Gasaustritte, Ölausbisse, Schlammvulkane, bestimmte Salz- und Jodquellen beweisen dies. Durch Zerklüftung, Erosion und die durch diese Erscheinungen bedingte Auswanderung des Erdöls können Lagerstätten 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 organischen Ausgangsstoffe beträchtlich abweichen, sind die Bildung der C-Ketten und Ringe sowie die Reduktion der organischen Reste die Hauptprobleme der Erdölentstehung. Da die Reduktion weder thermisch noch durch andere anorganische Reduktionsvorgänge zu erklären sind, nahm Treibs (1948) eine Disproportionierung durch biochemische Vorgänge an. Durch Gärung würden die organischen Reste in n-Fettsäuren übergeführt. Die Stoffwechselprodukte anaerober Bakterien sowie die vorhandenen Fette würden durch weitere chemische Veränderungen in Erdöl übergehen. Die Reaktionen wären dieselben, die im Laboratorium mit Fettsäuren unter Verwendung hochwirksamer Katalysatoren eintreten. Gemengteile der Erdölmuttergesteine wären dabei als schwache Katalysatoren wirksam, ihre geringe Aktivität würde jedoch durch die Lagerstättentemperatur und die lange Dauer der Vorgänge summiert.

Wichtige Literaturhinweise.

- Benz, A., Die Entwicklung der Erdölgeologie. Zeitschr. D. Geol. Ges. 100, 188 (Jubiläumsband 1950).
- Dunstan, A. E., Nash, A. W., Brooks, B. I., The Science of Petroleum. Oxford University Press, New-York-London, Toronto 1938.
- 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. Heft 4, Ferd. Encke, Stuttgart 1930.
- Krejci-Graf, K., Zur Bildung und Zusammensetzung der brennbaren Gesteine. Geol. Rundsch. 29, 401, 1938.
- Tiratsoo, E. N., Petroleum Geology. London, Methuen & Co. 1951.
- Uren, L. C., Petroleum Production Engineering. Mc. Graw Hill, New-York, London 1946.