

Mineralogie und Petrographie in der Erdölindustrie

Autor(en): **Suter, H.H.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Schweizerische mineralogische und petrographische Mitteilungen
= Bulletin suisse de minéralogie et pétrographie**

Band (Jahr): **28 (1948)**

Heft 1: **Festschrift P. Niggli zu seinem 60. Geburtstag den 26. Juni 1948**

PDF erstellt am: **17.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-23017>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Mineralogie und Petrographie in der Erdölindustrie

Von *H. H. Suter*, Laufenburg,
z. Zt. Trinidad Leaseholds, Limited, Pointe-a-Pierre, Trinidad, B. W. I.

Einleitung

Die Erdölindustrie, im Bestreben, technisch auf der Höhe zu bleiben und in der Notwendigkeit, immer neue Erdöllager und Methoden der Gewinnung und Aufbereitung finden zu müssen, ist von jeher bereit gewesen, Erfolg versprechende Methoden einzuführen. So hat sie auch nicht den Beitrag übersehen, den Mineralogie und Petrographie ihr leisten können.

Es ist schwer zu sagen, wann der erste bewusste mineralogisch-petrographische Beitrag zur Erdölindustrie gemacht worden ist; unbewusst haben diese Wissenschaften das Denken schon der ersten Erdölgeologen beeinflusst. Jedoch dürfte es stimmen, dass erst nach dem ersten Weltkriege und besonders erst nach der grossen Krise der dreissiger Jahre die Mineralogen und Petrographen anfangen, systematische Beiträge zu leisten. Noch heute sind Möglichkeiten solcher Beiträge der Erdölindustrie nicht voll bekannt, und bei weitem sind sie nicht erschöpft. Im Gegenteil, wir stehen erst am Anfange brauchbarer Arbeit. Der Mineralog und ganz besonders der Sedimentpetrograph mit seiner strengen quantitativen, physikalisch-chemischen Einstellung ist zu wichtiger Mitarbeit in allen drei Hauptgebieten der Erdölindustrie berufen.

Im folgenden soll versucht werden, diesen mineralogisch-petrographischen Beitrag zu skizzieren. Er ist schon jetzt so gross, dass man ihm gerechterweise ein ganzes Buch widmen sollte. Diese Skizze enthält Gedankengut aus vielen Quellen, namentlich aber aus anglo-amerikanischen, und es ist vollkommen ausgeschlossen, alle Gedanken zu identifizieren und den einzelnen Arbeitern immer Kredit zu geben. Immerhin und ohne Vorurteil darf man auf folgende Autoren hinweisen, deren Arbeiten von grundlegender Bedeutung sind: DOEGLAS, GRIFFITH, GRIM, HEDBERG, KRUMBEIN, KRYNINE, MILNER, PETTIJOHN, RITTENHOUSE, TRASK, TWENHOFEL, WALDSCHMID.

In den einzelnen Kapiteln wird die Rolle der Mineralogie und Petrographie in den einzelnen Zweigen der Erdölindustrie, nämlich in der Raffinerie, der Gewinnung, beim Bohren und bei der Suche von Erdöl angedeutet, und im Schlusskapitel werden noch einige allgemeine Bemerkungen über Zukunft und Zweck der Erdölpetrographie gemacht.

1. Mineralogie in der Erdölraffinierung

Der durchschnittliche Verbraucher kennt das Erdöl nur in seinen Endprodukten, seien es Treibstoffe, Schmieröle oder Heizöle. Neuerdings werden aus Rohöl Bestandteile abgetrennt oder synthetisiert, die man früher nur aus dem Kohlenteer gewann. Ein ganzer Zweig der organisch-chemischen Technologie beschäftigt sich mit der Chemie solcher Verbindungen unter dem eigenartigen Namen „Petrochemie“. Dieser Name entstand durch unrichtige Abkürzung aus Petroleumchemie und sollte natürlich je eher desto besser verschwinden. Erdöle und Erdölprodukte werden physikalisch-chemisch durch Schmelzpunkt, Verdampfungspunkt und auch durch den Brechungsindex charakterisiert. Der Brechungsindex ist aber ein Begriff aus der Mineralogie. H. REDBERG (Lit. 1) hat ihn zur Charakterisierung von Rohöltropfen benützt, die er aus Bohrkernen isolierte. In gewissen Fällen genügt es offenbar, den Brechungsindex des Öles einer Ölschicht zu kennen, um zu entscheiden, ob diese Schicht ausbeutungswürdig sein. Ein Abbe-Refraktometer genügt zu dieser Bestimmung. Hier ist ein erster Beitrag zur Erdölindustrie.

In manchen Rohrleitungen und Dampfkesseln der Raffinerien bilden sich gelegentlich unerwünschte anorganische Niederschläge, die nichts anderes als Minerale sind. Mineralogische Analyse gibt fast immer die zur Abhilfe nötige Auskunft.

Erdöle treten in gasförmiger, flüssiger und fester Form auf, in Form von Pyrobitumen, Manjak, Ozokerit, Gilsonit, Impsonit etc. Dies sind, wie die Namen schon andeuten, nichts anderes als organische Kristalle, oder Minerale, die mittels Bauschanalyse und mineralogisch bestimmt werden können. Leider hat sich die Mineralogie noch sehr wenig mit dem Problem der Pyrobitumen befasst, und doch wäre es der Mühe wert, Zusammenhänge zwischen Auftreten (Chemie der Gangwände) und Herkunft solcher Kaustobiolithe zu finden. Sind diese organischen Mineralien miteinander verwandt, was sind ihre Bildungsprozesse? Erdölwachse bilden einen wichtigen Bestandteil einzelner Rohöle. Ihr Auftreten hat oft unliebsame Effekte auf die

Ergiebigkeit von Ölbrunnen. Unter dem gewöhnlichen und im Elektronenmikroskop hat man bereits die kristalline Natur dieser Verbindungen erkannt. Es handelt sich offenbar um monokline und trikline Kristalle. Leider gibt es noch keine systematische mineralogische Untersuchung dieser Körper, und ihre Bestimmung muss immer noch physikalisch-chemisch anstatt mineraloptisch vorgenommen werden.

Manche Raffinerieprozesse brauchen Mineralien als Katalysatoren, z. B. Bauxite und Tone; verschiedene Tonminerale werden als Bleichmittel gebraucht. Unter dem Polarisationsmikroskop kann man den Verbrauchsgrad und Unreinigkeiten etc. feststellen. Mineralogische Kenntnisse kommen einem Betriebschemiker gut zu statten.

Im allgemeinen hat der Ölchemiker drei Aufgaben zu lösen. Er muss ein chemisches Inventar der ihm zur Verfügung stehenden Rohöle machen, er muss Verarbeitungsprozesse ausarbeiten, und er muss im Betriebe die Qualität der Zwischen- und Endprodukte überwachen. In jedem Falle kann oder könnte der Mineraloge als Geochemiker einen Beitrag leisten. Die Untersuchung der Rohöle ist eine zeitraubende Angelegenheit, noch heute hat man sich nicht international auf Normen geeinigt. Einzelne Forscher gründen ihre Klassifikationen nur auf die leichtflüchtigen (light ends), andere nur auf die schweren Bestandteile (heavy ends). Im allgemeinen stellt eine erste Klassifikation der Öle auf eine einfache Fraktion aller Bestandteilgruppen ab. Während man sich hie und da mit den seltenen organischen Bestandteilen, wie den Caroteniden und Porphyrinen abgibt, so hört man wenig von den seltenen anorganischen Anteilen, den Metallen. Und doch enthält jedes Rohöl genug Metalle, um sie mit gewöhnlichen quantitativen Methoden bestimmen zu können. Die systematische Bearbeitung von Rohöl-Analysen wäre eine lohnende Aufgabe für den petrographisch ausgebildeten Geochemiker, weniger vom praktisch industriellen als vom Standpunkt der geochemischen Verwandtschaftslehre, die Migration und Metamorphose der Öle aufklären will. Lohnend wäre es auch einmal die Begriffe des Magmas und Migmas auf Öle zu übertragen. Kaum jemand hat bis jetzt Molekularprozentage zu Vergleichszwecken gebraucht; man arbeitet meist noch mit reinen Gewichtsprozenten. Konzentrationsdreiecke und sogar Differentiationsdiagramme werden gebraucht, aber die äusserst verwirrende Mannigfaltigkeit der chemischen Verbindungen im Rohöl macht das Aufstellen und Verfolgen von erdölchemischen Provinzen zu einer mühsamen Sache. Dazu kommt

noch, dass nach neuesten Forschungen Bakterien das Rohöl schon im Untergrundreservoir angreifen und chemisch verändern. Verwitterung ist nicht nur chemisch, physikalisch, sondern auch biologisch; man müsste also noch eine Bodenkunde des Erdöles aufstellen, um allen Erscheinungen gerecht zu werden.

2. Mineralogie, Petrographie und die Erdölgewinnung

Erdöl wird durch Bohrungen und im Bergbau gewonnen. Über 99 % stammt aus Bohrungen. Die Bohrgewinnung ist also die normale Methode, und von ihr allein wird im folgenden die Rede sein. Erdölbergbau ist eine Spezialmethode, die nur unter bestimmten, günstigen Umständen ökonomisch möglich ist, dann nämlich, wenn eine abgepumpte Ölschicht gas- und wasserfrei ist, zu nahe an der Erdoberfläche liegt, als dass künstlicher Wasser- oder Gasbetrieb ratsam wäre, und wenn das Öl eine wertvolle Zusammensetzung hat.

Es sind bald hundert Jahre vergangen, seit in U. S. A. die Erdölindustrie entstanden ist. Man hat ziemlich normalisierte Gewinnungsmethoden entwickelt und unterscheidet primären und sekundären oder natürlichen und künstlichen Abbau. Primärer Abbau dauert solange die Ölquelle ohne künstliche Hilfe fließt, d. h. nur mit Hilfe der dem Lager (Reservoir) innewohnenden Kräfte, die entweder hydraulische (Wasserdruck), pneumatische (Druck der Gaskappe) oder evaporisierende (Verdampfen der im Öl gelösten Gase) Kräfte sein können. Mittels allerhand Kniffen kann das Leben, d. h. die Flussperiode einer Bohrung, verlängert werden, aber schliesslich hört jede Bohrung einmal zu fließen auf und muss dann zwecks sekundären Abbaus (secondary recovery) entweder gepumpt werden oder die internen Kräfte im Untergrundlager müssen künstlich erneuert werden. Dies geschieht durch Injektion von Wasser oder Gas. Natürlich ist diese Operation nicht ungefährlich; bestimmte Regeln und Gesetze müssen eingehalten werden, sonst bricht Wasser oder Gas von einem Reservoir ins andere durch und die Anstrengung wird zunichte. Ausserdem, und das ist für den Petrographen das Interessanteste, muss man in diesem Zusammenhange ziemlich Vieles über die Reaktion des Reservoirs, d. h. der Reservoirformation, des Reservoirgesteins kennen, um mit guter Aussicht auf Erfolg zu operieren. Eingebrachte Bohrungen müssen gepflegt, gereinigt und oft ausgebessert werden. Wenn eine Bohrung mehrere höffige Schichten durchfahren hat, so baut man eine Schicht um die andere ab. Man muss also die Bohrung gelegentlich von einem auf den andern Hori-

zont umändern. In allen Fällen muss sich der Techniker zuerst über die Beschaffenheit und Verhaltungsweise des Reservoirgesteins vergewissern, bevor er sachgemäss vorgehen kann. Davon soll nun noch mehr die Rede sein.

Jede Bohrung schlägt eine Wunde in die Erde, sie ist ein Ablassventil. Durch die Bohrröhre können Reservoirinhalt und Reservoirbestandteile nach aussen strömen, und durch sie hat die Atmosphäre Zugang zum Reservoir. Mit anderen Worten, die Bohrung stört das Gleichgewicht im Erdöllager. Man kann annehmen, dass im normalen, unberührten Reservoir die flüssige oder gasförmige Phase mit der festen, dem Gestein, im Gleichgewicht steht. Es besteht also ein Gleichgewicht p-t-c (p: Druck, t: Temp., c: Konzentration) zwischen Öl, Wasser, Gas und dem Gestein, von möglichen Störungen durch die Tätigkeit anaerober Bakterien abgesehen. Durch die Bohrung wird das Gleichgewicht gestört, und einer der ersten Effekte des Ungleichgewichtes zeigt sich im Verhalten der im Ölgestein auftretenden Tonmineralien. Süsswasser, das beim Bohren und Einwaschen der Bohrung gebraucht wird, bringt Tonmineralien zum Quellen, einzelne Arten mehr, andere weniger. Beidellit und besonders Montmorillonit zeigen starke, sogar enorme Volumvergrösserungen, die nach GRIM bis das 13.8fache betragen können. Tonmineralien finden sich normalerweise in vielen Sanden und demnach auch in den Ölsanden. Gequollene Tone verstopfen die Poren der Ölsande und setzen ihre Permeabilität manchmal bis auf kritische Werte herab; dies kann die Ergiebigkeit einer Ölquelle vermindern oder sogar unterbinden. Diesen Verstopfungseffekt kennt man unter der Bezeichnung „Blockierungseffekt“ (water blocking). Mineralchemisch handelt es sich hier um einen Fall von Basenwechsel und Hydrierung. Ca, K oder Na der Tonminerale wird gegen H des Süsswassers ausgewechselt. Die Ölindustrie ist sich dieses Effektes heute sehr bewusst, und Mineralogen haben Vieles darüber geschrieben. Eine Zusammenfassung unseres heutigen Wissens findet man bei GRIFFITH (Lit. 2) und bei GRIM (Lit. 3). Da der Effekt spezifisch ist, je nach Tonmineral und Base, so ist es wichtig, die vorhandenen Tonminerale zu kennen. Auch hier kommt der Mineraloge zu Hilfe. Mikroskopische Bestimmungsmethoden sind leider nicht sehr scharf und müssen deshalb durch Untersuchung der Dehydrationskurve und sogar der Kristallstruktur ergänzt werden. Schärfere optische Methoden der Tonmineralbestimmung wären sehr erwünscht, so lange sie einfach und schnell sind. Die Ultrazentrifuge, welche eine rasche Trennung von Mineralien gestattet, kann in diesem Zusammenhange

nützlich werden. In Kenntnis dieses Blockierungseffektes vermeiden es heute fortschrittliche Erdölgesellschaften, das Öllager, nachdem einmal eine Bohrung gereinigt worden ist, mit Süsswasser in Berührung zu bringen. Es ist auch leicht einzusehen, dass man kein Süsswasser brauchen darf, wenn man durch Wasserinjektion den Druck im Öllager erneuern will. Die Wahl des Injektionswassers ist ein geochemisches Problem; man wird entweder natürliche Erdöllagerwasser oder künstliche Sole verwenden. Als Nebenprodukt der Auswertung von Wasseranalysen ergeben sich in einzelnen Fällen gute Korrelationen zwischen Wassern verschiedener Lager, d. h. zwischen Bohrungen. Oft lässt sich die Herkunft eines Lagerwassers aus seiner Geochemie erkennen. Wasser in oder nahe der Mulde hat dem Meerwasser ähnliche Zusammensetzung, nicht aber solches in den Scheiteln.

Bohrungen müssen oft gereinigt werden, anorganisches Material häuft sich im Bohrloch an, verstopft die Einflusslöcher oder frisst die Ausflussventile an. Es gibt Fälle, in welchen während der Ölgewinnung soviel Material in das Bohrloch hineinfliesst, dass man die Bohrung aufgeben muss. Hier kommt manchmal der Mineralog zu Hilfe. Unter dem Mikroskop kann er rasch und sicher das hereingeflossene Material nach Natur und Herkunft unterscheiden. Meistens handelt es sich um Feinsand, Überreste von Rohrzement, oft um Reste von Schwerspat aus dem zurückgebliebenen Bohrschlamm oder um toniges Material, das man nur mit Mühe vom Bohrschlamm unterscheiden kann. Nur der Mineralog kann ein Urteil abgeben, ob das Material aus dem Lager oder aus dem Bohrschlamm stammt, er stellt fest, welche Arten von Sand und Silt vorhanden sind. Von seiner petrographischen Diagnose hängen in manchen Fällen die weitem Massnahmen ab. Die Korngrösse des Einfallmaterials bestimmt die Wahl von Sandfiltern, die man in die Verrohrung einbaut. Das empirisch festgestellte beste Verhältnis zwischen Filterkorn und Korngrösse des Ölsandes ergibt sich, wenn man die Filterkorngrösse dem 10 %punkt (10 percentile) des Korngrössendiagramms des Ölsandes gleichsetzt.

Neuestens wird auch künstlicher Rauch zur Verstopfung unerwünschter Gesteinsporen gebraucht. Vor dem Gebrauch studiert man natürlich die Reaktion des Öllagers auf Rauch, wobei auch petrographische Methoden in Anwendung kommen.

Ganz allgemein gesprochen, bevor man ein technisches Projekt, wie das der sekundären Ölgewinnung, in Gang setzen kann, muss man die Geologie und die Petrographie des Öllagers so genau wie

möglich kennen, handle es sich nun um ein Kalkstein- oder ein Sandsteinlager. Textur und Struktur des Öllagers muss bis in Einzelheiten erforscht werden. Ein rationeller Abbau von Öl muss sich auf hydrodynamische Gesetze stützen, darum beschäftigt man sich in der Ölindustrie so viel mit der Erforschung der Fliessgesetze von Flüssigkeiten im Öllager, besonders im Ölsand. Man untersucht das Verhalten von Ein-, Zwei- und Dreiphasen-Systemen, das Fliessen von Wasser, Öl und Gas allein oder in Gemischen, in homogenen und in heterogenen Sanden. Leider werden diese Untersuchungen fast nur von Physikern unternommen und ausgewertet. Man hat von D'Arcy's Gesetz und vom Jamineffekt ausgehend spezielle Fliessgesetze aufgestellt, die eine gute Kontrolle der Ölgewinnung aus Quellen gestatten. Die Öllager werden in diesen Experimenten oft durch poröse Haufen von Stahl- oder Marmorkugeln dargestellt, seltener verwendet man sorgfältig gewaschene homogene Sande. In vielen Fällen werden, wahrscheinlich instinktmässig, grobe Korngrössen bevorzugt. Diese Untersuchungskörper sind künstlich gepackt, zeigen künstliche Porenpackung und Durchlässigkeit (Permeabilität) und sind praktisch inert. Man vergass vielleicht für einige Zeit, dass in der Natur keine homogenen Körper auftreten und dass im Gegenteil die Ölsande nicht nur heterogen sind, sondern dass sie auch heftig auf Durchfluss von homogenen und heterogenen Flüssigkeiten reagieren. Man muss natürlich nicht vergessen, dass jede Untersuchung mit Idealfällen beginnen muss, doch wird es selten möglich sein, eine ganze Antwort zu finden, ohne mit dem Naturkörper selbst zu experimentieren. Noch heute hat man das Problem der künstlichen Sandsedimentierung (re-packing) nicht zufriedenstellend gelöst. Man hat versucht, das Auffangsgefäss während des Einschüttungsprozesses zu vibrieren; handelt es sich um eine Glasröhre, so empfiehlt man, sie während des Eingiessens des trockenen oder nassen Sandes, leicht zu klopfen. Die Frage des künstlichen Sandpackens lässt sich offenbar nur statistisch lösen. Es ist anzunehmen, dass in der Natur alle Arten von Packungen, d. h. Kornregelungen vorkommen, dass aber gewisse bevorzugt sind. Wenn man künstlich solche Kornregelungsexperimente in genügender Zahl wiederholt, so wird man eine Anzahl zufälliger Packungen erhalten und eine grössere Zahl bevorzugter. Eine genügend grosse Wiederholung der Experimente muss logischerweise annehmbare Durchschnittswerte liefern.

Die Ölindustrie ist in den letzten Jahren von Petrographen auf manche ungenügende Problemstellung und auf unvollständiges Ex-

perimentieren aufmerksam gemacht worden, und es sind viele Untersuchungen im Gange und auch schon abgeschlossen, die bezwecken, die Lücken zwischen Experiment und Natur zu überbrücken. Es wird aber noch einige Zeit vergehen, bis die Erkenntnis, dass Sedimentpetrographie und Mineralogie hier hereinspielen, eine praktische Wirkung erzeugt hat, weil Fließprobleme fast ausschliesslich von Petroleumingenieuren oder Physikern bearbeitet werden.

Einen wichtigen Beitrag zur Erkenntnis des differenziellen Fließens einer Ölwassermischung in Sanden verschiedener Korngrösse haben ILLING und HOBSON (Lit. 19) geleistet, die gefunden haben, dass eine Wasser—Ölmischung die Tendenz hat, sich an der Grenzfläche zwischen grobem und feinem Korn zu trennen. Dieses Ergebnis, obwohl es auf physikalischen Gesetzen beruht, ist durch Anwendung sedimentpetrographischer Denkweise gefunden worden.

3. Mineralogie, Petrographie und Erdölbohren

Die sogenannte Spülbohrungsmethode ist zur Norm geworden und nur ihre Probleme werden hier berührt. Zum Gesteinsbohren braucht es zweckmässige Werkzeuge und geeignete Spülflüssigkeiten. Bohrlöcher werden verrohrt und zwischen Rohr und Bohrlochwand wird eine Verkittung durch Zement bewerkstelligt. Zwischen dem Öllager und dem Bohrloch wird eine Verbindung durch Einbau von perforierten Rohren offengelassen oder durch Einschiessen von Löchern (Gun perforation) hergestellt. Schliesslich muss die Bohrung zum Fließen gebracht werden. Die Wahl eines Bohrwerkzeuges, sei es ein Meissel, ein Bohrer oder eine Bohrkronen, hängt direkt von der erwarteten Gesteinsbeschaffenheit ab. Es gibt Bohrer, die für das Erbohren von zähen, klebrigen Tonen und Mergeln angepasst sind; andere Formen dienen zum Zermahlen von Sandsteinen, Kalksteinen, Hornsteinen, Eruptivgesteinen. Erfinder experimentieren viel mit gewöhnlichen Steinen, doch ist wenig von einer Zusammenarbeit mit dem Petrographen zu hören. Es gibt noch keine auf wissenschaftlichen Tatsachen aufgebaute Auswahl von Bohrwerkzeugen, und die Wahl wird sozusagen völlig der Erfahrung und dem Geschmack des Bohrmeisters überlassen, und doch ist sie eine wichtige Sache; von ihr hängen z. T. die Lotrechtigkeit der Bohrung, die Genauigkeit oder Konstanz der Bohrlochweite und damit in gewissem Sinne die Bohrkosten ab.

Die Spülflüssigkeit, der Bohrschlamm, ist von grundlegender Bedeutung im Bohrprozess. Sie hat den Zweck, das Bohrloch offen

zu halten, Schutz gegen Gesteinsnachfall zu bieten, die Bohrwerkzeuge zu kühlen und die losgelösten Gesteinsteile an die Oberfläche zu bringen. Unter durchschnittlichen Verhältnissen besteht sie aus einem thixotropen, kolloiden System von Wasser, Ton, Schwerspat und geeigneten Chemikalien, meistens Phosphaten. Statt Schwerspat werden auch Kalksteinmehle, Dolomitmehle und sogar Hämatitmehle gebraucht. Diese Minerale müssen in einer gewissen Reinheit und in einer bestimmten Korngrösse dem Wasser beigemischt werden. Schliesslich ist es wünschbar und oft sogar notwendig, ganz bestimmte Tonmineralien zu verwenden. Montmorillonite, wie sie in den natürlichen Bentoniten vorkommen, mit ihrer grossen Quellbarkeit, liefern besonders günstige Tongemische. Ihre Identifizierung ist eine mineralogische Sache. So ist es für den Mineralogen eine leichte Sache, Schwerspat auf Reinheit zu prüfen. Meistens werden diese Materialprüfungen von den Lieferanten vorgenommen, doch gibt es genug Fälle, wo der Verbraucher seine eigene Kontrolle vornehmen muss. Hier kann der Mineraloge sich als Materialinspektor betätigen. Er kann auch bei der Ausarbeitung neuer und besserer Spülflüssigkeiten mitarbeiten, so lange es sich im wesentlichen um Mineralgemische handelt.

Je nach der Petrographie des Ölgesteines muss die Bohrung erst vorbehandelt werden, bevor man zur Verrohrung oder zum Einbringen der Quelle schreiten kann. Lockere Sande müssen künstlich verfestigt werden (stabilisation); man braucht dazu Silikate und neuerdings auch gewisse Lacke. Namentlich Sandkalke und Kalksteine mit ungenügender Permeabilität müssen geöffnet werden. Dies kann man durch Säurebehandlung (acidising) bewerkstelligen. Selbstredend erleichtert eine Kenntnis der Mineralogie und Petrographie des Ölgesteines solche Massnahmen. Im allgemeinen wird jedoch der Petrograph selten zu diesen Operationen beigezogen, und man überlässt die Vorstudien gerne dem Chemiker oder sogar dem Physiker, zum Schaden der Ölindustrie. Unter den Druck-Temperatur- und pH-Verhältnissen, die in der Bohrung herrschen, braucht es besondere Zemente und Methoden zur Rohrzementierung. Zemente und Zementgemische (Betons) lassen sich in Dünnschliffen untersuchen, doch wird in der Praxis auch hier wenig petrographisch gearbeitet, und man beschränkt die Kontrolle meistens auf primitive Druckversuche, die nicht immer zeitgewinnend sind.

Das Einbringen einer Bohrung ist eine rein mechanische Operation, und der Petrograph wird (wenn überhaupt) nur beigezogen, wenn etwas ganz Unerwartetes geschieht, z. B., wenn die Bohrung

sich nicht reinigen lässt, sei es, dass statt Öl lockere Sande, Tone oder gar Zementmaterial in die Bohrung hineinfließen. Der Petrograph hat dann Gelegenheit, das anfallende Material zu bestimmen. In allen Fällen muss man sich der Wirkung des Basenwechsels bewusst bleiben. Die Petrographen waren die ersten, die auf den Zusammenhang zwischen Basenwechsel und Produktivität und damit zwischen den Methoden des Einwaschens einer Bohrung und ihrer Ergiebigkeit aufmerksam gemacht haben.

4. Mineralogie und Petrographie in der Erdölsuche

Moderne Ölsuche ist eine geologische Differentialdiagnose; der Diagnose geht die geologische Untersuchung voran, die sich auf den ganzen in Frage kommenden geologischen Komplex, nämlich das sedimentäre Becken erstreckt. Stratigraphie, Tektonik und geologische Geschichte des Beckens sollten aufgeklärt sein, bevor man an eine Bewertung der Lagerstättenmöglichkeit geht. Geologische Geschichte graphisch dargestellt, ist eine Folge von paläogeographischen Kartenbildern. Eine genaue Kenntnis der Sedimente eines Beckens, einer Formation, ist eine Vorbedingung für die Konstruktion paläogeographischer Karten. Diese Kenntnis kann eigentlich nur die petrographische Untersuchung richtig vermitteln. TH. PAYNE (Lit. 4) hat sich die Mühe genommen, eine Zusammenstellung derjenigen petrographischen Gesteinseigenschaften zu machen, deren Kenntnis eine Voraussetzung für die Ableitung der Genese eines Sedimentes ist. Er kommt zum Schlusse, dass man streng genommen die ganze Mineralogie und Petrographie einer Formation kennen muss, bevor man etwas Endgültiges über ihre Genese sagen darf. Vor allem sollte man Masseneigenschaften, wie Korngrösse, messen, die individuelle Morphologie der Komponenten festlegen, das Gesteinsgefüge (fabric, texture), Zementierung, Porosität, Permeabilität, sedimentäre Ablagerungsstruktur, diagenetische Veränderungen und dergleichen untersuchen. Dazu gehört dann noch die paläontologische Untersuchung. Mehr als 75 % der Untersuchung eines Sedimentes ist rein mineralogisch-petrographischer Natur und kann nur durch Anwendung der entsprechenden fachlichen Methoden erfolgreich durchgeführt werden. Das petrographische Mikroskop und der Schlämmapparat sind die beiden grundlegenden Werkzeuge der sedimentären Gesteinsuntersuchung, und die neue Grenzwissenschaft, Sedimentologie, baut denn auch hauptsächlich auf petrographischen Methoden auf.

Öllagerstätten teilt man bekanntlich genetisch-morphologisch ein. Die zwei Hauptfaktoren, welche Lager kontrollieren, sind Tektonik und Stratigraphie. Man kennt z. B. stratigraphische Staulager (traps), in welchen stratigraphische Umstände (Linsenende) das Lager verursachen. Neuerdings schlägt KRYNINE (Lit. 5) vor, die Bezeichnung stratigraphisch durch petrographisch zu ersetzen. Er spricht also von petrographischen Staulagern (traps) und deutet damit an, dass es in erster Linie petrographische Eigenschaften der Gesteine sind, die Stauungsbedingungen erzeugen, eine Ansicht, die vieles für sich hat, wenn man bedenkt, dass Korngrößenänderungen, Zementierung etc. rein petrographische Erscheinungen sind.

Öllager sind meist an brackische oder marine Schichten gebunden. In den meisten Fällen wird die Festlegung des ökologischen Milieus vom Paläontologen vorgenommen, bei Abwesenheit von Fossilien sollte man aber petrographisch vorgehen. CROWLEY (Lit. 6) glaubt im Vorhandensein von autigenen Feldspäten (namentlich K-Feldspäten) ein Merkmal mariner Sedimentation gefunden zu haben. Öllager sind normalerweise an Sande, Kalksteine oder Dolomite gebunden. Eine Kenntnis der Verteilungsgesetze solcher Sedimente im idealen geologischen Becken wäre wünschenswert, deshalb sind Studien moderner Sedimente in den heutigen Meeren so wichtig. Forschungen der La Jolla Gruppe (Scripps Institution of Oceanography, La Jolla, California) haben schon interessante Sedimentationsregeln ergeben, wovon eine herausgegriffen sei: In küstennahen Meeren vom kalifornischen Typus (Wellenzüge von untermeerischen Rücken und Teilbecken) lagern sich Sande vornehmlich auf den Flanken und auf den Rückenscheiteln ab. Diese Regel kann zur Suche von Sand, somit zur Erdölsuche benutzt werden (Lit. 7).

Im Verlaufe der Zeit hat sich herausgestellt, dass unsere Definitionen von Sedimentgesteinen für praktische Aufgaben der petrographisch-geologischen Erdölsuche nicht genügen. KRYNINE hat sich da wahrscheinlich als einer der Ersten bemüht, schärfere Begriffe herauszuarbeiten. Seine Neudefinition von Grauwacke, Arkose und Quarzit, als den drei genetisch wichtigsten Areniten, ist klassisch (Lit. 5). Die Begriffe Flysch, namentlich Wildflysch und Molasse, sind in die Erdölgeologie eingegangen, sie werden aber sehr lose gebraucht, und es ist äusserst notwendig, diese beiden Gesteine unter Berücksichtigung der Faziesbeziehungen, somit auch des tektonischen Milieus, sedimentpetrographisch zu definieren. Bohrkerne müssen genauer beschrieben werden, und je schärfer die lithologische De-

definition der verwendeten Gesteinsnamen ist, desto genauer lässt sich ein Gestein beschreiben. Der „Ölpetrograph“ trifft oft seltenere Gesteine, z. B. in Trinidad, B. W. I. Porzellanite (das Resultat unterirdischer Lignitbrände), Tone mit Tonkügelchen, sedimentäre Laven (mudflow). Hie und da stösst eine Bohrung auf das Grundgebirge (bedrock, basement). Es sind auch Fälle von gesinterten oder sogar geschmolzenen Bohrkernen bekannt, die durch Heisslaufen der Bohrkrone entstehen und megaskopisch einem Erguss- oder Ganggestein gleichen. Der Petrograph hat dann Gelegenheit, eine Dünnschliffdiagnose zu liefern.

Schon wieder wagen es einzelne Petrographen, an der ewigen Diskussion über die Herkunft des Öles teilzunehmen. Sie haben Öltropfen in anscheinend hermetisch verschlossenen Kalken, sogar in Eisenerzen gefunden (Lit. 8) und haben Beziehungen zwischen Vorkommen von Öl und Korngrösse des Ölträgers festgestellt. Der oben erwähnte Korngrösseneffekt ist auf die Verteilung der schweren Mineralien übertragen worden. Wie bereits erwähnt, besagt dieser Korngrösseneffekt, dass in einem Sande variabler Korngrösse das Öl sich preferentiell im gröberen, das Wasser im feineren Korngebiete ansammelt. Da nun im inhomogenen Sande Unterschiede zwischen den Schwermineral-Suiten der feineren und der der gröberen Sandfraktion bestehen, die auf die hydraulische Ratio usw. zurückzuführen sind, so kann man indirekt und in Abwesenheit einer vollständigen Korngrössenanalyse die Ölverteilung als eine Beziehung zwischen Verteilung von schweren Mineralien ausdrücken. Solche Untersuchungen sind von GRIFFITH in Trinidad gemacht worden, harren aber noch der Publikation. Die hydraulische Ratio oder hydraulische Äquivalenz bezieht sich auf das Verhältnis zwischen Form, spezifischem Gewicht und Sinkgeschwindigkeit der verschiedenen Minerale.

Es wird heute ziemlich allgemein angenommen, dass Erdöl ein normaler Bestandteil von normalen marinen Sedimenten ist, eine Art akzessorisches Mineral, und dass deshalb sein Vorkommen geologisch und geochemisch als Normalbestandteil von Sedimenten untersucht und bewertet werden muss. Es ist deshalb nicht zu zweifeln, dass der Petrograph in seiner Rolle als Sedimentologe, noch grundlegende Beiträge zum Thema der Herkunft und der Entstehung des Erdöles machen wird, trotz der Tatsache, dass biogeologische Faktoren einen sehr grossen Anteil am Prozesse der Ölbildung haben. P. NIGGLI hat versucht, die Frage der Erdölbildung vom Standpunkte des Petrographen geochemisch zu beleuchten (Lit. 9).

a) Petro-Stratigraphie

Praktische Stratigraphie, als Grundlage der Kartierung, stützt sich in erster Linie auf megaskopische Petrographie, auf petrographische Schichtenkunde. Nur dann wird der kartierende Geologe den Paläontologen zu Hilfe rufen müssen, wenn er eintönige, charakterlose Schichtengruppen zu unterteilen hat, sei es zur Aufklärung der Tektonik oder zur schärferen Erfassung der Paläographie des Untersuchungsgebietes. Nebenbei gesagt, der Geologe braucht diese Hilfe sozusagen in jedem Untersuchungsgebiete. Je schärfer die Definition einer Schichtengruppe, einer Formation ist, desto genauer ihre Kartierung und Abgrenzung. Da eine Formation genau in der gleichen Weise beschrieben werden kann wie ein Handstück, so wird eine systematische, allgemeine petrographische — nicht chronologische — Formationskunde, die übrigens überhaupt noch nicht existiert, sich besonders auf petrographische Methodik stützen müssen. In diesem Zusammenhange sei auf **SONDERS** (Lit. 10) Versuche hingewiesen, der Formationsgruppen im Konzentrationsdreieck darstellen will, mit Kalk, Ton und Sand als Eckpunkten. Auch **KRYNINE** benutzt ähnliche Darstellungen. Eine allgemeine, systematische Formationskunde wird also auf quantitativer Basis ruhen müssen. Die Frage der Klassifikation von Gesteinseinheiten (Gestein, Schicht, Gesteinsserie, Member, Formation, Formationsgruppe etc.) und ihre Beziehungen zur chronologischen Stratigraphie der Biostratigraphen ist besonders in den U. S. A. sehr eingehend behandelt worden. Die geologische Landesanstalt und private Forschungskreise in den U. S. A. haben Regeln aufgestellt, die den europäischen Geologen zur Beachtung empfohlen seien (Lit. 11).

Die Hauptaufgabe der Stratigraphie ist die Korrelation von Schichten und Schichtkomplexen. Petrographische Korrelationen mittels Mineralien können zwischen allen stratigraphischen Kategorien, der Formation, der individuellen Schicht etc., ausgeführt werden. In der Ölsuche wird man Korrelationen aller Grössenordnungen vornehmen müssen. Auf der Formationsstufe beschränkt man sich auf die Erfassung allgemein lithologischer Charakteristika, wie z. B. dominantes Gestein, dominante Farbe im Ausbiss usw. Bei Korrelationen von Einzelschichten wird man mega- und mikroskopische Merkmale herbeiziehen und petrographische Methoden anwenden, die z. T. über das Rüstzeug des allgemeinen Geologen hinausgehen. Wichtige megaskopische Merkmale sind z. B. Schlipferscheinungen (slumping), Kreuzschichtung, Merkmale einer Schicht,

die man gewöhnlich als eine rein geologische ansieht, die aber einen sedimentologischen und damit petrographischen Einschlag haben. Gesteinsfarben werden gerne zur Kennzeichnung von Gesteinen benutzt, trotzdem es ungezählte mehr oder weniger farbenblinde Geologen gibt. Es sind deshalb nicht ohne Grund schon viele Anstrengungen gemacht worden, Ordnung in die Farbenbenennung zu bringen (Lit. 12). Begrüßenswert ist BRÜCKNERS Versuch, Farbenwerte als Helligkeitswerte zu definieren (Lit. 13). Erstaunlich ist, dass man keinen Gebrauch macht von den Polarisationsfarben erster bis vierter Ordnung, und doch hätte man hier eine Norm, die man immer wieder im Original nachprüfen könnte.

Kornmorphologische Analyse ist ein wichtiges geologisches Werkzeug (Lit. 14), das der Ölpetrograph mit Vorteil zum Studium der Genese eines Sandes oder zur Korrelation von Sanden und Kalken (unlösliche Rückstände) gebrauchen kann. Korngrössenzusammensetzung ist vielleicht das wichtigste Einzelmerkmal, das der Ölpetrograph braucht, nicht nur weil es zur Typisierung eines Sandes dient, sondern weil Korngrösse, wie oben angedeutet, auch wichtige Hinweise auf Ölverteilung und auf Sedimentation gibt. Korngrössenskalaen sind immer noch nicht international festgelegt. In den U.S.A. ist wohl die Wentworthskala am meisten im Gebrauch. Es wäre eine dankbare Aufgabe eines der nächsten internationalen Kongresse, eine Norm einzuführen. Wertvoll ist der Vorschlag von RITTENHOUSE (Lit. 15), dem praktizierenden Ölgeologen eine Norm von 3—4 Korngrössen, auf einem Objektträger aufmontiert, in die Hand zu geben, der zum Beispiel in je einem Felde groben Silt, Feinsand und Durchschnittssand zeigt. Selbstverständlich wird man in der Praxis in jeder Ölprovinz eine spezifische Norm aufstellen müssen, und was der eine Geologe als Feinsand bezeichnet, ist für einen anderen, in einer anderen Provinz, schon ein durchschnittlicher Sand. Die Hauptsache ist natürlich die Erzielung von Einheit innerhalb der Provinz.

Die Kenntnis der Korngrössenzusammensetzung von Mineralgemischen oder Partikelgemischen ist für viele Wissenschaften und Industrien von grundlegender Bedeutung, und so ist es nicht erstaunlich, dass sich an der Ausarbeitung von einfachen, schnellen und sicheren Methoden der Korngrössenbestimmung mehrere Wissenschaften beteiligt haben. Es ist schwer festzustellen, welche Wissenschaft am meisten zur Lösung des Problems beigetragen hat. Dieses allgemeine Interesse führte zur Bildung der Spezialwissenschaft der „Micrometrics“ (Lit. 16). Eine einzelne Methode kann nicht für alle Korngrössenbereiche angewandt werden, weil das

Gesetz von STOKES nur für bestimmte Bereiche gilt. Eine vollständige Analyse muss also verschiedene Methoden benützen. GRIFFITHS z. B. findet für Ölsande aus dem Tertiär von Trinidad folgende Kombination als praktisch anwendbar: Für Korngrößen über 0,100 mm bis 2,54 mm benützt er die Siebanalyse, von 0,05 mm bis 0,100 mm die Schlämmanalyse, unter 0,05 mm bis 0,001 mm die Pipettenanalyse. Gewöhnlich aber wird des schnelleren Arbeitens wegen die Elutriatorstufe ausgeschaltet und nur Siebe und Pipette benützt, nämlich Siebe von 2,54 mm bis 0,074 mm und Pipette von 0,0625 bis 0,001 mm, was zufriedenstellende Werte liefert. Noch kleinere Bereiche kann man, wenn nötig, mit der Ultrazentrifuge erfassen. Es ist wichtig, dass man die Siebbeschaffenheit genau kennt, weil sich sonst unliebsame Fehler in die Korngrößenkurven einschleichen. Die Wahl der Maschenweite ist ein Problem, und die Effekte der Siebwahl auf die Korngrößenkurve müssen berücksichtigt werden. Korngrößenanalysen werden bekanntlich statistisch ausgewertet mittels Kumulativ- oder Frequenzkurven; beide sind brauchbar, sogar das historische Histogramm hat immer noch einen Wert. Bei der statistischen Verwertung bedient man sich Begriffen, welche aus der allgemeinen, mathematischen Statistik stammen. KRUMBEIN (Lit. 17) ist wohl der erste systematische Korngrößenstatistiker, auch P. NIGGLI hat (in Lit. 18) einige statistische Begriffe diskutiert. Ob alle diese künstlichen statistischen Werte dem Ölapetrographen viel helfen können, ist vielleicht noch eine Frage. Immerhin Werte wie: medianer Durchmesser, Sortierungskoeffizient, Phi-Quartile Deviation, Phi-Percentile Deviation, Modal-Durchmesser wird man wohl oder übel bei der Korngrößenbeschreibung gebrauchen müssen.

Es ist schwierig, Sande auf Grund der Korngröße allein zu korrelieren; deshalb ist man schon frühe zur Korrelation mittels schweren Mineralien übergegangen. Vielleicht mehr als die Hälfte aller sedimentpetrographischen Arbeiten der Vorkriegsjahre handeln von diesem Problem der Schwermineralkorrelation (heavy mineral correlation). Petrographie ist durch Schwermineralkorrelation in die Ölindustrie hineingekommen, was dem Fortschritt der Sedimentpetrographie eher schadete als nützte. Das ist vielleicht die Ursache, dass so wenige Ölgesellschaften ein petrographisches Laboratorium unterhalten. Schwere Mineralien werden mittels Bromoform getrennt; man hat zwar versucht, dies mit der Zentrifuge zu tun, aber es scheint doch, dass die einfache Bromoformtrennung genügend konstante Resultate liefert. In einzelnen Fällen genügt sogar die Tren-

nung mittels Schüttelpfanne. Historisch betrachtet, hat die Methode der Mineralkorrelation praktisch den gleichen Entwicklungsgang durchgemacht wie die praktische Mikropaläontologie. Zuerst suchte man nach Leitmineralien, dann korrelierte man mittels Mineralsuiten, später fing man an, einfache quantitative Werte zu benützen, schliesslich ging man zum Auszählen über und fand, dass die Zählung von etwa 300 Körnern genügt, um reproduzierbare Werte zu erhalten (Lit. 19). Selbst mit diesen Verfeinerungen blieben viele Korrelationsversuche immer noch unbefriedigend. Man führte deshalb Verhältniswerte, sog. „Ratios“, ein. In Trinidad z. B. gebrauchte man einen Zr. Ep. (Zirkon/Epidot)-Ratio. Dies ermöglichte lokal eine schärfere „Horizontierung“, gestattete jedoch immer noch nicht eine verlässliche Regional-Petrostratigraphie, z. T. weil die hydraulische Äquivalenz unberücksichtigt blieb. Eine weitere Verfeinerung der Methode ergab sich durch Berücksichtigung von Mineralvarietäten. So hat GRIFFITH in Sanden von Trinidad über 20 Varietäten von Zirkon und Turmalin festgestellt, welche in der Tat eine verfeinerte Korrelation erlauben. In Sanden mit gemischter Korngrösse muss man jede Kornfraktion für sich untersuchen. Da solche Mischsande häufig sind, so ist es am besten, alle Untersuchungen an einer „Normalfraktion“ durchzuführen. Diese wählt man für jedes Gebiet zu Beginn der Arbeit aus.

Der petrographischen Korrelation haften also verschiedene Mängel an. Um diese einigermassen zu überwinden, muss man ganze Profile mit einander vergleichen. Erst dann kann man Mineralzonen aufstellen und damit Einzelkorrelationen machen. Trotzdem wird es immer wieder Einzelfälle geben, die man nur schwer oder überhaupt nicht in ein Profil einreihen kann, und dem „Profilieren“ stehen grosse praktische Hindernisse entgegen. Es ist nicht immer technisch oder ökonomisch möglich, genügend Bohrkerne zu ziehen; manche Aufschlüsse sind lückenhaft und gestatten keine vollständige Aufsammlung. In gewissen Fällen ist es möglich, Bohrschlamm zur mineralogischen Untersuchung zu benützen. Das Eozän des Maracaibobeckens z. B. lässt sich anscheinend mittels einfacher Schwermineralanalyse des Bohrschlammes unterteilen. Für die Zonierung werden Granat, Staurolith, Zirkon etc. benützt, doch scheint diese Korrelation nur lokal zu arbeiten und nicht über das ganze Becken.

Zwei Schwierigkeiten der Schwermineralkorrelation haften auch den biostratigraphischen Methoden an; es sind dies der Fazieseffekt und ein weiterer, den man als Monotonieeffekt bezeichnen kann. Dieser bezieht sich auf die Tatsache, dass lithologisch ein-

tönige und fossilleere Gesteinsformationen fast immer auch mineralogisch eintönig und arm sind. Man kann fast die Regel aufstellen, dass, wenn eine Korrelationsmethode (elektrisches Profil, Fossilprofil etc.) versagt, gewöhnlich alle anderen Korrelationsmethoden auch versagen. Der Fazieseffekt beraubt die Mineralsuite der zeitlichen Begrenzung; umgekehrt erlaubt er aber grundlegende Schlüsse auf Genesis und Paläogeographie des untersuchten Komplexes. Arbeiten im ostindischen Tertiärbecken und auch Arbeiten von GRIFFITH in Trinidad haben gezeigt, dass zwischen sedimentären Zyklen und Mineralfacies bestimmte genetische Beziehungen bestehen, welche vielleicht ungefähr folgendermassen verallgemeinert werden können. In einem Ton-Sand-Kalk-Mega-Zyklus, der mit Ton beginnt und mit Kalk oder Sandkalk aufhört, beginnt die Mineralsuite mit Mineralien aus zweiter Lagerung, geht dann über in eine metamorphe Herkunft und endet mit solchen aus Tiefengesteinen, zugleich verarmen die Suiten nach oben. Diese Folge lässt sich leicht begreifen, wenn man sich vorstellt, dass die ersten in das Becken eintreffenden Sedimentfuder von der sedimentären Hülle des Ursprungsgebietes z. B. eines unter Abtrag stehenden Gebirgszuges stammen. Im Verlaufe der fortschreitenden Abtragung werden die metamorphe Hülle und schliesslich der Kern des Gebirges mit seinen Tiefengesteinen zu Lieferanten. Solche Beziehungen zwischen Produkt und Ursprungsmaterial sind im einzelnen natürlich verwischt durch beige-mischte Vorläufer.

Neben den mikroskopischen Mineralien benützt der kartierende Geologe schon von altersher auch megaskopische Minerale zur Korrelierung von Schichten. Gips, Baryt, Aragonit haben oft lokal den Wert eines „Leitminerals“.

Die Methode der Korrelation mittels unlöslicher Rückstände (insoluble residues) hat sich sozusagen zu einem besonderen Zweig der Mineralkorrelation entwickelt. Besonders erfolgreich ist ihre Anwendung in den Ölkalkfeldern des Midcontinents der U. S. A. Diese Methode stellt mehr auf leichte als auf schwere Minerale ab. Varietäten von Quarz (Quarz, Chert, Chalcedon, Quarzpartikelchen), Glauconit usw. spielen da eine Rolle. Man hat damit Korrelationen über hunderte von km² durchgeführt. Die Methoden sind, obwohl standardisiert, jeweilen der Mineralogie des Untersuchungsgebietes angepasst. Mehrere Ölgesellschaften unterhalten spezielle Laboratorien, die sich diesen Aufgaben widmen. Leider gelangt wenig von den wissenschaftlichen Nebenergebnissen in die Literatur, was schade ist, da man im allgemeinen noch wenig über die Genese,

Diagenese und Paläographie von Kalksteinschichten weiss. Fragen nach der Rolle des Kalksteins im Sedimentzyklus, nach seiner Stellung im normalen Sedimentärbecken und damit Fragen nach den Beziehungen zwischen Kalkgesteinen und Erdölvorkommen könnten vielleicht besser mit petrographisch-paläontologischer Untersuchung unlöslicher Rückstände als mit solchen von Dünnschliffen allein beantwortet werden.

Innerhalb von Faziesbezirken lässt sich gelegentlich ganz lokal eine Korrelation auch mit Hilfe der im Wasser unlöslichen anorganischen Waschrückstände von Gesteinsproben durchführen, wie sie der Geologe aus Handbohrlöchern, Probeschächten usw. für die paläontologische Analyse sammelt. Silt und Tonpartikelchen, autigene Karbonate, Pyrite, Limonite, Gips etc. zeigen manchmal formationsgebundene Unterschiede von genügender Konstanz.

Die Korrelation von Bohrungen und von Ausbissen ist für den Ölpetrographen eine interessante, wenn auch nicht immer befriedigende Aufgabe. Seine Methode ist nicht schärfer als die des Mikropaläontologen. Vielleicht darf man aber sagen, dass sie lokal, vorausgesetzt, dass man genügend petrographisch arbeitet, ungefähr der der Paläontologie die Waage halten kann und dass sie in einzelnen Faziesbezirken sogar ausschlaggebend sein kann. Sie arbeitet etwas langsamer als die paläontologische Methode, und weil sie keine inter-regionale oder inter-continentale Chronologie hervorbracht hat, so wird sie von der Erdölindustrie stiefmütterlich behandelt; im Zweifelsfalle zieht man die ältere, universalere Biostratigraphie vor. Der Petrostratigraph hat den Biostratigraphen nicht verdrängt und wird es wahrscheinlich kaum tun, er kann jedoch dem Geologen sehr wichtige genetische Daten liefern.

b) Reservoirpetrographie

Über dem petrostratigraphischen Beitrag zur Erdölsuche darf man einen weiteren nicht vergessen, einen Beitrag, der erst allmählich dem Erdölgeologen und Erdöltechniker, kurz der Erdölindustrie zum Bewusstsein kommt, dessen Bedeutung noch lange nicht allgemein erfasst worden ist. Das ist der Beitrag, den man unter dem Namen Reservoirpetrographie zusammenfassen kann. In den Kapiteln Erdölbohrung und Gewinnung sind darüber schon Andeutungen gemacht worden. Einige weitere sollen nun folgen.

Ölgesteine sind nicht inert. Im Öllager steht der Sand in einem gewissen geophysikalischen und geochemischen, d. h. geologischen

Gleichgewicht mit seinem Flüssigkeitsinhalt. Er reagiert auf Änderungen seiner Umwelt auf bestimmte und z. T. kontrollierbare Weise. Viele Ölsande enthalten 10 % und mehr disperse Tonminerale und Kolloide. Kolloide und Tonminerale aber sind, wie schon oben angedeutet, sehr labil, was auf die Ergiebigkeit der Bohrungen einen Einfluss hat. Der Petrograph kann grundlegende Beiträge zur Lösung vieler mit der Ergiebigkeit von Ölbrunnen verknüpfter Fragen machen. Natürlich wird es um so leichter sein, diese Ergiebigkeit zu lenken, je besser man ein Reservoir kennt und je mehr man über die Petrographie und Hydrologie des Ölgesteines weiss. Mineralbestand (kritische Minerale), Mineraltextur (homogen, heterogen), Porosität, Durchlässigkeit und Sättigungsgrad müssen an Bohrproben gemessen werden. Jeder Ölsand enthält einen gewissen Prozentsatz Wasser, das verschiedene Salze enthält. Die Methoden, welche man zur Bestimmung der Porosität und Permeabilität von Sanden benützt, sind der technischen Gesteinsuntersuchung entnommen, aber es ist noch immer fast unmöglich, Werte für weiche Gesteine zu erhalten. Verfeinerungen ermöglichen Bestimmungen schon an Gesteinssplittern, wie man sie im Bohrschlamm findet. Es ist also nicht immer nötig, Bohrkerne zur Verfügung zu haben. Es waren Petrographen, die zuerst auf die Notwendigkeit der Bestimmung spezifischer Permeabilitäten hinwiesen. Gewöhnlich misst man die Permeabilität gegenüber Trockenluft, weil sie am leichtesten zu messen ist und in vielen Fällen brauchbare Werte liefert. Unter dem Einfluss petrographischer Denkweise ist man dazu gegangen, „nasse“ Permeabilitäten zu messen, d. h. man misst nun die Durchlässigkeit eines Gesteins gegenüber spezifischen Flüssigkeiten wie Rohöl, natürlicher Sole und auch natürlichen Gasen. Die Bestimmung der Öl-Saturation in einem unterirdischen Reservoir, welches unter einem vom atmosphärischen verschiedenen Drucke und unter einer von der Oberfläche verschiedenen Temperatur steht, ist eine heikle Sache, weil es fast unmöglich ist, reine „natürliche“ Gesteinsproben aus dem Reservoir zu entnehmen. Die Gesteinsbeschaffenheit im Reservoir wird in erster Linie am elektrischen Bohrprofil abgelesen. Diese von den Gebr. SCHLUMBERGER entwickelte Methode misst sogenannte elektrische Autopotentiale und den elektrischen Gesteinswiderstand direkt im Untergrund. Physiker und Mineralogen suchen immer noch nach einer stichhaften Erklärung der Herkunft und Bedeutung der Autopotentialkurve. Piezoelektrizität, elektrochemische Strömungen scheinen Mitursachen zu sein. Seit etwa 1940 misst man auch Radioaktivität in Bohrungen. Die Messungen beruhen auf der Tatsache,

dass Tone verhältnismässig bedeutende Mengen von radioaktiven Substanzen enthalten, viel mehr als Sande und Kalksteine. Mit einer Kurve der Gammastrahlintensität lassen sich Gesteinsarten unterscheiden, beziehungsweise bestimmen. Auch diese Kurven sind noch nicht völlig erklärt, und es ist noch manche Frage zu lösen, wo die Mitwirkung der Mineralogen und Petrographen erwünscht ist.

Physikalische, mineralogische und geologische Reservoireigenschaften bilden die Grundlagen für eine logische Wahl des Abstandes zwischen den Bohrungen (well spacing), für die Wahl der Ölgewinnungsmethode (Abbauration) und für die Bewertung der vorhandenen oder erwartbaren Ölmengen, d. h. der Ölreserven.

Sekundärer Abbau kann nicht unternommen werden ohne genaue Kenntnis des Reservoirs, wie man durch harte Erfahrung gelernt hat. Dem Petrographen wird dies nach Obengesagtem verständlich sein. Injektion von Süsswasser z. B. wird die Tonkristalle im Sande aufschwellen und die Gesteinsporen verschliessen; umgekehrt, Injektion von Gasen kann Tone austrocknen und Poren vergrössern und sogar zu Rissen im Lager führen und dadurch eine Kontrolle der Gasverteilung verhindern, mit der Folge, dass dem Reservoir entweder ungleichmässige oder gar keine nützliche Energie zugeführt wird. Um solches zu verhindern, muss man nicht nur die allgemeinen Masseneigenschaften (mass properties) eines Ölsandes, sondern auch seine Textur und Struktur kennen. Es genügt nicht, zu wissen, ob der Sand 20 % oder 30 % effektive Porosität hat, sondern man muss auch die Form und Verteilung der Poren kennen und wissen, wie und welche Tonminerale auftreten. Sitzen die Tonminerale lose in den Poren oder haften sie am Sand, oder bilden sie das Grundgewebe? Dünnschliffuntersuchung, selbst von weichen Sanden, wird klare Antwort auf obige Fragen vermitteln. KRYNINE (Lit. 18) hat am Beispiele des Bradfordsandes von Pennsylvania gezeigt, dass die Tonminerale mit Vorliebe die Porenwände besetzen und sich gerne senkrecht auf die Oberfläche der Quarzkörner stellen. Ausserdem zeigte es sich, dass sie selbst in harten Sanden lose sitzen können und dass sie sich so eine gewisse Beweglichkeitsmöglichkeit bewahren. Das sind fundamentale Eigenschaften, die bei der Formulierung eines technischen Projektes sekundärer Ölgewinnung in Betracht gezogen werden müssen. Der mikroskopischen Bestimmung der Tonminerale sind ziemlich enge Grenzen gesetzt; deshalb ergänzt oder ersetzt man die mikroskopische Methode in der Praxis meist mit Pulverdiagrammen (Röntgenanalyse) oder thermischen Entwässerungskurven (Lit. 3).

Die Untersuchung eines vor dem Abbau stehenden Erdölreservoirs kann nicht mehr als abgeschlossen gelten, bevor nicht neben physikalischen und geologischen auch die mineralogisch-petrographischen Eigenschaften untersucht worden sind. Dies will natürlich nicht besagen, dass man jedesmal und in allen Fällen eine Gesamtuntersuchung vornehmen muss, aber in jedem Falle müssen wenigstens die fundamentalen Faktoren bestimmt werden. Im allgemeinen zeigen die Sande eines und desselben Ölfeldes eine enge mineralogische und petrographische Verwandtschaft zueinander. Es wird genügen, den Typus festzulegen und Mittelwerte und Grenzwerte aufzustellen. Porosität, Permeabilität und Saturation müssen aber in jedem Einzelfalle genau gemessen werden.

5. Schlussbetrachtung

Mit einer gewissen Berechtigung kann man wohl sagen, dass Mineralogie und Petrographie, sei es als Gedankengut oder Arbeitsmethode, in alle Zweige der Erdölindustrie hineinreichen. Das will nun nicht heissen, dass der Mineralog oder Petrograph als solcher überall beigezogen werden sollte, nein, aber dass jedem Öltechniker, sei er Chemiker, Produktionstechniker, Produktionsphysiker oder Ölgeologe, ein gewisses Mass von mineralogischer Methodik und von mineralogisch-petrographischen Kenntnissen gut zu statten kommt und dass sich dem Petrograph im Erdölgestein nicht nur ein Forschungsgebiet bietet, sondern dass er als Fachmann einen besonderen Beitrag in der Ölsuche (Sedimentation, Korrelation) und in der Ölgewinnung (Petrographie des Ölgesteins) liefern kann, wozu nur er und kein anderer im Stande ist:

Wissensgebiete verändern sich im Laufe der Zeiten. Zweige sondern sich ab, werden von anderen überwuchert. Die akademischen Grenzen stimmen nicht in allen Fällen mit der Praxis überein. Wissenschaften müssen Schritt halten in der Entwicklung von neuen Methoden und immer bereit sein, neue, anscheinend fernliegende Probleme zu bearbeiten, sonst werden diese Probleme von anderen Wissenschaften „annektiert“, deren Methoden oder Fragestellung ungenügend oder zeitverschwendend sein können. In der Industrie ist die Arbeitstrennung oft zufällig; so wird in der Ölindustrie niemand daran denken, den Mineralogen bei der Bekämpfung von Wachsbildung in der Bohrquelle zu Rate zu ziehen. So ist es gekommen, dass Techniker, Physiker und Chemiker und nicht der Petrograph Porosität, Permeabilität und Saturation von Ölgesteinen

messen und gemessene Daten verarbeiten. So kommt es, dass oft auch der Mikropaläontologe Schwermineralkorrelationen durchführt und dass einzelne Probleme, wie die der Tonmineralien, des Bohrschlammes, vom Petrographen überhaupt nicht oder nur ungenügend bearbeitet worden sind und werden.

Während DEWHURST im Jahre 1924 noch eine Übersicht über die Petroleumgeologie schreiben konnte (Lit. 20), in der der Begriff Petrographie überhaupt nicht zur Erwähnung kommt, enthält HEROYS sehr lesenswerte „Historische Übersicht über die Petroleumgeologie bis 1938“ (Lit. 21) schon viel petrographisches Gedankengut, ohne jedoch der Ölgesteinspetrographie spezielle Aufmerksamkeit zu schenken. In neuerer Zeit hat speziell KRYNINE ölpetrographische Gedanken soweit entwickelt und in Anwendung gebracht, dass man nun Erdölpetrographie als einen praktischen Wissens- und Arbeitszweig betrachten darf. Diese Schlussfolgerung äussert sich auch in der Wahl der Forschungsprojekte der verschiedenen amerikanischen ölgelologischen Vereinigungen. Das kooperative Programm von 1947 umfasst acht verschiedene Projekte, nämlich:

1. Mineralogie und Bedeutung der Tonmineralien in der Erdölindustrie.
2. Geochemische Evolution des Erdöles.
3. Geochemie und Bedeutung der Ölfeldwasser.
4. Die Rolle der Bakterien in Genesis und Veränderung des Erdöles.
5. Heutige Sedimente und Erdöl.
6. Alte Sedimente und Erdöl.
7. Karbonatgesteine der Erdöllager.
8. Zementierung der Ölgesteine.

Demnach sind fast $\frac{2}{3}$ der Projekte rein oder vorwiegend mineralogisch-petrographischer Natur, $\frac{1}{4}$ sind geochemisch und $\frac{1}{8}$ der Projekte befasst sich mit geobiologischen Problemen.

Fortschrittliche Ölgesellschaften beschäftigen in ihren technischen Abteilungen schon heute neben Geologen, Paläontologen, Physikern und Chemikern einen Sedimentpetrographen, der einesteils als Berater für die anderen „Erdwissenschaftler“ und Erdöltechniker wirkt und der andernteils selbständig entsprechende Probleme der Petro-Stratigraphie und Reservoir-Petrographie bearbeitet. In diesen Zweigen, in der Petrostratigraphie und namentlich aber in der Reservoirpetrographie, scheint dem Schreiber die Zukunft für den „Erdölpetrographen“ zu liegen; hier kann er einen wichtigen Beitrag zur Lösung ölgelogischer und öltechnischer Probleme liefern.

Je nach der Schwierigkeit des Arbeitsgebietes ist die Arbeit grösser oder kleiner. Selbst das kleine Laboratorium einer mittleren Ölgesellschaft wird schon eine systematische Organisation mit bestimmter Arbeitsunterteilung und mit Laboratoriumsgehilfen haben müssen. Der Petrograph, der sich diesem Zweige widmen will, tut gut, sich spezielle Kenntnisse der Kolloidchemie, der Tonmineralogie und der Sedimentologie zu erwerben. Dass er auch mikropaläontologische und gute allgemein geologische Kenntnisse haben soll, ist selbstverständlich und es wird ihm nichts schaden, auch einiges aus der Hydromechanik zu wissen.

Abstract

The role and function of mineralogic and petrographic ideas and methods in the oil industry is described in brief. It is shown that these penetrate into every branch of the industry, i. e. refining, production, drilling and exploration.

Mineralogic and petrographic work in the oil industry can be subdivided into petro-stratigraphic, reservoir-petrographic and miscellaneous work of a material testing nature.

Petro-stratigraphy attempts to construct stratigraphic columns by means of heavy minerals or insoluble residues and aids in the elucidation of palaeogeographic and other sedimentational problems.

Reservoir-petrography directs its attention to the investigation of the mineralogic and petrographic constitution of the reservoir, the oil-sand or oil-limestone, giving special attention to the study of base exchange and hydration effects of fresh water upon oil-sands.

The facies effect upon the scope of heavy mineral correlation is discussed and the coarse fine interface effect upon oil distribution is mentioned.

It is considered that the petrographer has now established a definite place in the exploration and exploitation departments of the oil industry.

Bibliographie

Die Liste macht keinen Anspruch auf Vollständigkeit und im allgemeinen ist nur die im Text erwähnte Literatur aufgeführt.

A.A.P.G. ist Abkürzung für American Assoc. of Petroleum Geologists.

1. HEDBURG, HOLLIS, D., Evaluation of Petroleum in Oil Sands, by its Index of Refraction. Bull. of A.A.P.G. (1937), Vol. 21, No. 11, 1164.
2. GRIFFITH, J. C., Clay Research and Oil Development Problems. Journal of the Institute of Petroleum, Vol. 32, No. 265 (1946).
3. GRIM, R. E., Relation of Clay Mineralogy to Origin and Recovery of Petroleum. Bull. A.A.P.G., Vol. 31, No. 8 (1947), 1491.
4. PAYNE, TH. G., Stratigraphical Analysis and Environmental Reconstruction. Bull. A.A.P.G., Vol. 26, No. 11 (1942), 1697/1770.

5. KRYNINE, P. D., Sediments and the Search for Oil. *Producers Monthly*, Vol. 9, No. 3 (1945), 12/22.
6. CROWLEY, A. J., Possible Criterion for Distinguishing Marine and Non-Marine Sediments. *Bull. A.A.P.G.*, Vol. 23, No. 11 (1939), 1716/20.
7. REVELLE, R., and SHEPARD, F. P., Sediments of the California Coast, p. 245/282 in: *Recent Marine Sediments*, A symposium edited by P. D. Trask. A.A.P.G., Tulsa 1939.
8. IRELAND, H. A., Petroliferous Iron Ore of Pennsylvanian Age in Eastern Ohio. *Bull. A.A.P.G.*, Vol. 28, No. 7 (1944), 1051/56.
9. NIGGLI, P., Neuere Anschauungen über die Entstehung der Steinkohle und des Erdöls. *Monats-Bull. d. Schweiz. Ver. v. Gas- u. Wasserfachmännern*, No. 10 (1933), 1/11.
10. SONDER, R. A., Zur Sedimentationsnorm des Flysches. *Eclog. Geol. Helv.*, Vol. 29, No. 2 (1946), 140.
11. BARTRAM, J. G., Classification and Nomenclature of Rock Units, *Bull. A.A.P.G.*, Vol. 23, No. 7 (1939), 1068/88.
12. DE FORD, R. K., Rock Colors, Review. *Bull. A.A.P.G.*, Vol. 28, No. 1 (1944), 128/137.
13. BRÜCKNER, W., Über Helligkeitsbestimmungen an Gesteinen. *Experientia*, Vol. 1 (1945), 157/58.
14. RITTENHOUSE, G., Grain Roundness a Valuable Geologic Tool. *Bull. A.A.P.G.*, Vol. 30, No. 7 (1946), 1192/97.
15. — Textural Standard for Sample Log Work. *Bull. A.A.P.G.*, Vol. 29, No. 8 (1945), 1195.
16. DALLAVALLE, J. M., *Micrometrics, The Technology of Fine particles*. Pitman Publ. Co. New York (1943).
17. KRUMBEIN, W. C. and PETTIJOHN, F. J., *Manual of Sedimentary Petrography*, The Century Earth Science Series. D. Appleton Century Co., New York (1938).
18. KRYNINE, P. D., Petrology and Genesis of the Third Bradford Sand. *Pennsylvania State College Min. Industr. Exper. Sta. Bull.* 29 (1940).
19. ILLING, V. C., The Migration of Oil and Gas. *Journ. Inst. of Petr. Techn.*, Vol. 19, No. 114 (1933), 229 ff.
20. DEWHURST, T., *Petroleum Geology*, *Journ. Inst. Petr. Techn.*, Vol. 10, No. 44 (1924).
21. HEROV, W. B., *Petroleum Geology*, p. 513/48 in *Geology 1888—1938. Fiftieth Anniversary*, Vol. *Geol. Soc. A.* (June 1941).
22. NIGGLI, P., Die Charakterisierung der klastischen Sedimente nach der Kornzusammensetzung. *Schweiz. Min. Petr. Mitt.*, Bd. 15 (1935).

Eingegangen: 17. November 1947.