

F  
CONGRÈS INTERNATIONAL DU PÉTROLE

TROISIÈME SESSION

BUCAREST, 8—13 SEPTEMBRE 1907. 167

---

# COMPTE-RENDU

TOME II

## MÉMOIRES

---

BUCAREST

Inst. d'Arts Graphiques CAROL GÖBL, S-seur Ion St. Rasidescu

16, Rue Doamnei, 16.

1910.

Dans ce volume, publié par les soins de la Direction de l'Institut géologique de Roumanie et de M. Th. Porucik, ne se trouvent que les conférences et communications dont le texte a été déposé en manuscrit au bureau du Congrès.

665.506  
In 8  
1907  
v. 2

Geology

## TABLE DES MATIÈRES DU DEUXIÈME VOLUME

### I.

#### MÉMOIRES PRÉSENTÉS À LA 1<sup>ère</sup> SECTION.

L'ORIGINE DU PÉTROLE; LES GISEMENTS DE PÉTROLE, LEUR EXPLOITATION,  
LEUR EXPLORATION.

	Pag.
C. Engler.—Die Frage der Entstehung des Petroleum . . . . .	1—36
M. A. Rakusin.—Versuch einer physiko-chemischen Theorie der Erd- ölgeologie . . . . .	37—60
A. Guisein.—Mode de représentation graphique, permettant la lec- ture rapide de la composition d'un pétrole et donnant des indications sur son origine . . . . .	61—68
K. Charitschkow.—Klassifikation der Erdöle und die Naphthabildenden Prozesse . . . . .	69—72
Papon de Lameigné.—La formation des pétroles . . . . .	73—79
L. Mrazec.—Über die Bildung der rumänischen Petroleumlagerstätten	80—134
Grzybowski.—Zur Ursprungstheorie des Erdöls . . . . .	135—138
Rudolf Zuber.—Sur les relations entre le Flysch et le pétrole . . .	139—140
L. Gawronski.—Die heutigen Ansichten über die Geologie der Kar- paten und über die Naphtha-Lagerstätten . . . . .	141—161
H. Höfer.—Zur Wahl der Bohrpunkte in Erdölgebieten . . . . .	162—170
L. I. Baskakow.—Sur l'origine secondaire des gisements de pétrole	171—178
C. R. Mircea.—Remarques sur l'origine et la manière d'être du pé- trole dans la terre, résultantes des travaux exé- cutés à Moreni . . . . .	179—186
A. Beely Thompson.—Notes on the irregular distrib. of petroleum	187—198
A. Benkendorff.—Über Wasserverhältnisse und wasserführende Schichten des apscheronen Ölgebietes . . . . .	199—202
Alfred Lane.—Note on salt wather associated with petroleum . . .	203—204
Const. Hořescu.—Les eaux souterraines dans les régions pétrolifères	205—228
E. Camerana.—L'industrie des hydrocarbures en Italie . . . . .	229—280
Celso Capacci.—Etude sur les gisements de pétrole, bitume et as- phalte du bassin du Liri dans l'Italie méridio- nale (Frosinone-Caserte) . . . . .	281—340
A. F. Lucas.—Resumé of the Texas Oil Fields . . . . .	341—364
Ralph Arnold.—The Santa Maria Oil district (California, U. S. of A.)	365—380

V. Iscu.—Petroleumzonen in der Ebene . . . . .	381—384
W. Teisseyre.—Die Schlammvulkane von Berca-Beciu und die Frage- erörterung der Bedeutung derselben für die Ölzone . . . . .	385—406
G. M. Murgoci.—Die Petroleumlagerstätten von Bălteni . . . . .	407—408
*    *    Das Facies und die Tektonik des Tertiäres von Oltcnia in Bezug auf die Petroleumlagerstätten.	409—414
A. Louis.—Le pétrole en Egypte . . . . .	415—416
I. Tânăşescu et V. Tacit.—Le sondage hydraulique . . . . .	417—438
W. Wolski.—Le système de sondage hydrodynamique . . . . .	439—444
Campbell M. Hunter.—Raising oil by pumping . . . . .	445—452
N. Coucou Starostescu.—Sur le gaz naturel . . . . .	453—464
M. Loewenthal.—Die Adhäsionspumpe Pollatschek . . . . .	465—470
N. Socolowski.—Les tubes de sonde de haute résistance . . . . .	471—478
Bruno Leinweber.—Erdölförderung . . . . .	479—514
R. Sarge.—Über den Einfluss des Schöpfens auf den Zufluss von Wasser und Erdöl nach dem Bohrloche . . . . .	515—520
Description of the L. W. Brown oil and sand separator . . . . .	521—528
K. Charitschkow.—Über die wünschenswerte Stellung der Naphtha- Chemie und Geologie in der allgemeinen Natur- wissenschaft. . . . .	529—531

## II.

## MÉMOIRES PRÉSENTÉS À LA II-ÈME SECTION.

## CHIMIE ET TECHNOLOGIE DU PÉTROLE. MÉTHODES ET APPAREILS DE DISTILLATION

S. Aisinman.—Rumänisches Petroleum . . . . .	535—552
Arnold Predit.—Eine Untersuchung des Erdöls von Surachany . . . . .	553—560
A. Guiselin.—Examen des résultats obtenus en employant le pro- cédé Ludwig pour l'extraction par l'acétone des huiles des graissage . . . . .	561—563
*    Sur les produits bruts importés en France et les dé- rivés qui en sont extraits . . . . .	564—578
I. Hausmann u. St. Pilat. Studien über die Oxydation der Petrol- kohlenwasserstoffe . . . . .	579—598
G. Polack.—Benzin und seine Behandlung . . . . .	599—620
Rudolf Wischin.—Über Regeneration der Abfallprodukte . . . . .	621—626
*    Spezifische Eigenschaften der rumänischen Rohöle und die dadurch bedingten Methoden ihrer Ver- arbeitung . . . . .	627—636
*    Die Zukunft des Petroleums als Rohmaterial chem- ischer Industrien . . . . .	637—644
Rosenfeld.—Technische Untersuchungen über rumänisches Petroleum	645—664
L. Edeleanu et Gane.—Hydrocarbures extraits des goudrons acides	665—674

	Pag.
<b>Paul Dworkowitz.</b> —The distillation, cracking and gasification of petroleum hydrocarbones . . . . .	675—686
<b>Richard Kissling.</b> —Neue Methoden der Schmierölprüfung . . . . .	687—690
<b>A. P. Lidow.</b> —Sur le dosage volumétrique de l'hydrogène dans les naphthes et les bitumes . . . . .	691—694
<b>Herman Bensmann.</b> —Le Floridin, son emploi dans le raffinage des produits de pétrole . . . . .	695—704
<b>D. Holde.</b> —Über Zusammensetzung, Abscheidung und Entstehung der hochsiedenden, insbesondere der verharzten Stoffe in Erdölen und Naturasphalten . . . . .	705—718
<b>R. Zaloziecki.</b> —Über die optische Aktivität der Erdöle im Zusammenhange mit der Frage nach ihrem Ursprunge . . . . .	719—736
<b>Richard I. Anderson.</b> —Absorption of petroleum by some woods and rocks . . . . .	737—746
<b>Curt Proesdorf.</b> —Praktische Brennversuche und photometrische Prüfung an Leuchtpetroleum . . . . .	747—760
<b>M. Rakusin.</b> —Vergleichende physiko-chemische Betrachtungen über kaukasische und rumänische Erdöle . . . . .	761—770
<b>Dragomir Hurmuzescu.</b> —Sur la radioactivité du pétrole . . . . .	771—774
<b>Panaïtescu L.</b> —Communication sur la lampe P. L. . . . .	775—780
<b>Auguste Pihan.</b> —Description des appareils et de la méthode d'essai . . . . .	781—792
<b>Holde, Übbelohde, Weinstein, Zaloziecki, Edeleanu.</b> —Principes fondamentaux pour l'examen des huiles minérales . . . . .	793—804
Rapports des commissions françaises 805—814:	
<b>Calvet, Desvignes, Guilbert, Guiselin, Tassily.</b> —Unification des méthodes d'essai des pétroles . . . . .	805—807
<b>Benoît, Giron, Guiselin.</b> —Définition des produits commerciaux . . . . .	808—809
<b>Guilbert, Collin, Guiselin, Pihan.</b> —Appareils et méthode permettant de caractériser la valeur éclairante des pétroles lampants destinés à l'éclairage . . . . .	810—812
<b>Arbel, Danset, Henry, Guiselin.</b> —Emplois des résidus lourds dans l'industrie . . . . .	813—814
<b>Curt Proesdorf.</b> —Bericht des deutschen Komitees für den III-ten Internationalen Petroleumkongress . . . . .	815—819

### III.

#### MÉMOIRES PRÉSENTÉS À LA III-ÈME SECTION

##### LÉGISLATION, COMMERCE, TRANSPORT, ENTREPÔT

<b>Paul Schwartz.</b> —Die Kapitalinvestitionen in der rumänischen Petroleum-Industrie in ihrer geschichtlichen Entwicklung . . . . .	823—846
<b>Bartoszewicz.</b> —Die wirtschaftliche Lage der galizischen Petroleum-industrie . . . . .	847—852

	<u>Pag.</u>
A. Henry.—Les transports des pétroles . . . . .	853—868
Cronquist A. W.—Part prise par la Suède dans l'industrie et le commerce du pétrole . . . . .	869—870
Paul Dworkovitz.—The evolution of the english Oil Trade . . . . .	871—878
Démètre Tolmidi.—Les superficies des terrains consolidés pour l'exploitation du pétrole en Roumanie en 1905—1907	879—880
M. Gaster.—L'économie et la sécurité du pétrole comme moyen d'éclairage . . . . .	881—882
Jos. Hocstovski.—Das österreichische Naphtharecht . . . . .	883—884
M. Rakusin.—Über die Notwendigkeit der Gründung einer Schule der Erdölindustrie . . . . .	885—888
S. Gulicham'barow.—Transport maritime en vrac des produits du pétrole . . . . .	889—910
C. Hoiescu.—Monopole d'État de la vente du lampant en Roumanie	911—913
Table des matières, arrangée dans l'ordre alphabétique des noms des auteurs . . . . .	915—918
Errata . . . . .	919

MÉMOIRES  
PRÉSENTÉS À LA  
I<sup>ÈRE</sup> SECTION

---

ORIGINE DU PÉTROLE,  
GISEMENTS DE PÉTROLE,  
LEUR  
EXPLORATION ET EXPLOITATION.

---

# DIE FRAGE DER ENTSTEHUNG DES PETROLEUMS

VON

C. ENGLER.

CETTE CONFÉRENCE A ÉTÉ TENUE DANS LA SÉANCE GÉNÉRALE  
DU 9/22 SEPTEMBRE.

In der seit etwa 20 Jahren lebhaft diskutierten Frage der Entstehung des Erdöls ist in neuester Zeit, insoweit es sich um die Beantwortung der Hauptfrage nach dem Ausgangsmaterial handelt, bis zu einem gewissen Grade eine Klärung eingetreten, die es als gerechtfertigt erscheinen lässt, über den Verlauf des Kampfes der verschiedenen Meinungen und Hypothesen eine Rückschau zu halten und zu zeigen, was dabei erreicht und wie weit man in der Erkenntnis der Erdölgenese vorgeschritten ist.

Zur Orientierung über das, worüber die Geologen und die Chemiker, die sich mit dieser Frage befassten, gegeneinander, aber auf jeder Seite auch unter sich gestritten haben, seien in der Kürze die Hauptansichten rekapituliert, welche Gegenstand der Diskussion gewesen sind.

Von Anfang an gab es Anhänger der Ansicht, dass das Erdöl kosmischen Ursprungs sei, dass es gewissermassen aus dem Weltenraum sich verdichtet und auf unserem Planeten niedergeschlagen habe. SOKOLOFF (1) und IVAN ADADUROFF (2) sind die Hauptvertreter dieser Annahme neuerer Zeit, wobei sich der letztere darauf beruft, dass in den Spektren der Kometen, Meteoriten und einer Reihe von Sternen Kohlenwasserstofflinien wahrgenommen worden sind. Mit dieser Annahme ist indessen nicht in Einklang zu bringen das Fehlen des Erdöls in den archaischen Schichten, das Vorkommen des Erdölgases unter gewaltigem Druck, die verschiedenen Kondensationstemperaturen

(1) Ber. d. öst. chem. Ges. 5, 94 (1892).

(2) Naphte 10, 400 (1902).

der einzelnen Kohlenwasserstoffe des Erdöls u. a. m. Die kosmische Hypothese hat deshalb so viel wie gar keine Anhänger finden können und darf als aufgegeben gelten.

Vielgestaltiger sind die Ideen, welche man sich über den terrestrischen Ursprung, die Bildung des Erdöls in oder auf unserem Planeten, gemacht hat. Dabei sind es zwei prinzipiell einander gegenüberstehende Hypothesen, welche den Gegenstand des Kampfes der letzten zwei Jahrzehnte gebildet haben:

1) die Bildung aus den mineralischen Bestandteilen der Erde ohne oder unter Mitwirkung von Wasser, die sogenannte anorganische Hypothese, und

2) die Bildung aus pflanzlichen oder tierischen Resten, oder auch aus beiden, die organische Hypothese.

#### I. DIE BILDUNG DES ERDÖLS AUF ANORGANISCHEM WEGE.

Der Vater dieses Gedankens ist, soweit bekannt, ALEXANDER VON HUMBOLDT, der schon im Jahre 1804 gelegentlich seiner Wahrnehmung einer Erdölquelle in Südamerika unweit des Auftretens gewaltiger heisser Quellen den Schluss zog, dass das Erdöl ein Produkt der Destillation aus Urgestein immenser Tiefen, also vulkanischen Ursprungs, sei. Ähnliche Ansichten tauchten von da ab wiederholt auf, ohne dass man sich dabei genügend klar machen konnte, welchem chemischen Vorgang das Erdöl sein Dasein verdankt.

Eine bestimmte Erklärung dieses Vorganges hat zuerst BERTHELOT im Jahre 1866 gegeben mit der Annahme, dass sich durch Einwirkung von Kohlensäure auf freie Alkalimetalle (Kalium, Natrium) bei grosser Hitze eine „Acetylsäure“ und daraus durch Einwirkung von Wasserdampf Acetylen gebildet habe, woraus dann neben teerigen Produkten das Erdöl entstand. BYASSON wies nach, dass durch Einwirkung von Wasserdampf, Schwefelwasserstoff und Kohlensäure auf heisses Eisen erdölartige Kohlenwasserstoffe gebildet werden und führte demgemäss die Bildung des Erdöls auf das Eindringen von Meerwasser zu dem feurigflüssigen Eisenkern des Erdinnern unter Mitreissen von Meerkalk zurück. Schon Kohlensäure und Wasserdampf allein sollen bei sehr hoher Temperatur geringe Mengen von öligen Kohlenwasserstoffen liefern.

Eine plausible Hypothese hat MENDELEJEFF im Jahre 1877 aufgestellt und durch Versuche gestützt. Er nimmt an, dass das Erdöl durch Einwirkung von Wasser auf heisse Metallkarbide im Erdinnern, besonders Eisenkarbid, entstanden sei, wobei sich Metalloxyde und Kohlenwasserstoffe bilden. Dieselbe Ansicht vertrat gleichzeitig und unabhängig von ihm CLOEZ, der ebenfalls erdöhlähnliche Produkte durch Einwirkung von Säuren oder Wasserdampf auf Kohlenstoffeisen (Spiegeleisen) erhielt und daraus auf die Erdölbildung schloss.

MENDELEJEFF'S Hypothese fand sehr viele Anhänger, sowohl bei den Geologen, unter denen wohl der Russe ABICH der einflussreichste war, als insbesondere auch bei den Chemikern, unter diesen vor allem auch MOISSAN (der allerdings neben dieser anorganischen auch noch die organische Hypothese in besonderen Fällen gelten lassen wollte), so dass man sagen kann, dass diese Theorie vor etwa 20 Jahren die herrschende war. In neuester Zeit ist dieselbe von CHARITSCHKOFF durch die Annahme modifiziert worden, dass die Kohlenwasserstoffe sich durch Einwirkung von Salzwasser auf das Eisenkarbid bei gewöhnlicher Temperatur gebildet haben, wodurch der Einwurf zu hoher Temperatur, welche bei der Reaktion von reinem Wasser auf Eisenkarbid vorausgesetzt wird, beseitigt werden konnte.

Die bemerkenswerteste Form hat die anorganische Metallkarbidhypothese durch die Versuche und die daraus abgeleiteten Ansichten von SABATIER und seinen Mitarbeitern, SENDERENS und MAILHE, angenommen. Die beiden ersteren (1) stellten folgendes fest: 1. Leitet man Acetylen mit überschüssigem Wasserstoff bei gewöhnlicher oder mässiger Temperatur über Nickel, so bilden sich neben Aethan flüssige erdöhlähnliche Nebenprodukte von der Beschaffenheit des pennsylvanischen — in der Hauptsache aus Methankohlenwasserstoffen bestehenden — Erdöls. 2. Die durch Überleiten von Acetylen und Wasserstoff über Nickel bei 200° entstehenden Kohlenwasserstoffe geben bei weiterer Hydrierung mit überschüssigem Wasserstoff über Nickel ein dem kaukasischen Erdöl nahekommendes, in der Hauptsache aus Methankohlenwasserstoffen und Naphtenen bestehendes Product. 3. Wird das nach 1 dargestellte Product nachträglich mit überschüssigem Wasserstoff über Nickel ober-

(1) Compt. Rend. 134, 1185.

halb 300° hydriert, so resultiert ein Öl von der Beschaffenheit des galizischen Erdöls, welches dehydrierte Cyklohexane, also ungesättigte cyklische Kohlenwasserstoffe, enthält. 4. Durch Überleiten von Acetylen mit unzureichendem Wasserstoff über Nickel erhält man ein Öl, welches zwischen dem pennsylvanischen und kaukasischen Erdöl steht. Aus diesen Versuchen wird die Annahme abgeleitet, dass das Erdöl in folgender Weise gebildet worden sei: Im Erdinnern entwickelten sich durch Eindringen von Wasser und Zusammentreffen mit den freien Metallen der Alkalien und Erdalkalien, bezw. deren Karbiden, Wasserstoff und Acetylen, welche Gase dann bei ihrem Empordringen durch Metalle wie Nickel, Kobalt, Eisen, katalitisch vereinigt und je nach relativen Mengen- und Temperaturverhältnissen zu Erdölen verschiedenen Charakters umgewandelt wurden.

Auch diese vollkommenste der anorganischen Hypothesen, durch welche in verständlicher Weise die Entstehung der verschiedenartigen natürlichen Erdöle erklärt wird, erscheint neuerdings nicht mehr haltbar, weil damit eine plausible Erklärung für die Bildung der in den meisten Erdölen nachgewiesenen stickstoffhaltigen Basen nicht gegeben werden kann, vor allem aber auch, weil das bei fast allen natürlichen Erdölen konstatierte optische Drehungsvermögen nach den bis jetzt bekannten Tatsachen einem Aufbau aus inaktiven Ausgangsstoffen widerspricht. So lange es deshalb nicht gelingt, die theoretisch zwar nicht als unmöglich zu bezeichnende, experimentell jedoch bisher wiederholt, aber vergeblich versuchte Synthese irgend einer Verbindung mit optischem Drehungsvermögen aus nicht aktivem Ausgangsmaterial darzustellen, muss die Hypothese der Entstehung des Erdöls auf anorganischem Wege als unhaltbar bezeichnet werden.

## II. DIE BILDUNG DES ERDÖLS AUS ORGANISCHEN, — PFLANZLICHEN ODER TIERISCHEN — RESTEN: „ORGANISCHE HYPOTHESE“.

Waren die meisten Chemiker bald nach der Begründung der Mendelejeffschen Hypothese geneigt, der Annahme einer Bildung des Erdöls aus anorganischem Material den Vorzug zu geben, so muss anerkannt werden, dass die Geologen mit weit grösserer Zähigkeit an der Auffassung der Erdölbildung aus organischem Material festhielten. Es war dies nach dem damaligen Stand unserer Kenntnisse von der Beschaffenheit und der

Bildung unserer Erdschichten nur natürlich. Denn sah sich der Chemiker angesichts der Unmöglichkeit, für die Umwandlung abgestorbener pflanzlicher und tierischer Gesamtorganismen eine einwandfreie Erklärung zu geben, zu der Auffindung anderer Hypothesen, anderer Muttersubstanzen des Erdöls als jene Reste organischen Lebens, gedrängt, so wurde der Geologe, je mehr er die Verhältnisse des Auftretens des Erdöls in der Natur verfolgte und in seinen Einzelheiten kennen lernte, zu der Annahme geführt, dass es Reste pflanzlicher und tierischer Gebilde gewesen sein mussten, denen das Erdöl seine Entstehung verdankt. Ganz besonders ist es H. HÖFER gewesen, der in jener Zeit, vor jetzt über zwei Jahrzehnten, die organische Hypothese erfolgreich verteidigte und unter Anführung durchschlagender geologischer Gründe für die Richtigkeit derselben eintrat. Dem damaligen Stande unserer Kenntnisse entsprechend, sprach er sich für tierischen Ursprung aus.

So waren es in erster Reihe die Ergebnisse geologischer Forschung, welche zu der Annahme führten, dass tierisches Rohmaterial das Substrat für die Bildung des Erdöls abgegeben habe, und die mich vor jetzt 20 Jahren vor die Frage stellten, wie denn überhaupt, das heisst durch welche Metamorphosen sich aus Tierleichen Petroleum bilden könne; war es doch für den Chemiker nicht zu verstehen, wie aus der stickstoffreichen Tiersubstanz das nach damaligem Stand unserer Kenntnisse zumeist stickstofffreie oder doch sehr stickstoffarme Erdöl entstanden sein solle, während man andererseits wusste, dass bei der Zersetzung tierischer Stoffe durch Erhitzen stets ein an stickstoffhaltigen organischen Basen reiches Öl erhalten wird, wovon ich mich auch durch Destillation von getrockneten Fischen und Muscheln überzeugt hatte.

Diese Tatsache in Verbindung mit der weiteren, dass Fette und Wachse, auch tierische Fette, sich durch grosse Beständigkeit auszeichnen — man denke an die Fettreste fossiler Knochen, ferner an Adipocire (Leichenwachs) u. a. — führte mich auf den Gedanken, dass man bei der Metamorphose der Erdölbildung aus tierischem Material zwei Phasen unterscheiden müsse: die Zerstörung und Beseitigung der stickstoffhaltigen Substanzen und anderer Nichtfettstoffe durch fermentative Wirkungen (Fäulnis) und darauf erst die Überführung der Fettreste in Erdöl.

Und in ähnlicher Weise dürften sich auch die pflanzlichen

Reste verhalten haben: zuerst Zersetzung der Cellulose, Proteine und ähnlicher Stoffe durch Fermentwirkungen — eine Annahme, für deren Richtigkeit ich in dem hohen Gehalt und der starken Anreicherung des Fettwaxes in der auf Anregung Prof. POTONIE's untersuchten Wasserblüte, einer Ölalge des Wannsee bei Berlin, in neuester Zeit eine experimentelle Stütze gefunden habe —, worauf dann der Übergang dieser Fettreste in Erdöl einsetzte.

Durch Erhitzen verschiedener tierischer, späterauch pflanzlicher Fette, auch des obigen Algenfettes, konnten teils unter Druckdestillation, teils durch Erhitzen ohne Destillation Produkte erzeugt werden, in welchen alle wesentlichen Kohlenwasserstoffe des Erdöls nachzuweisen waren.

Nachdem durch die vorstehenden Betrachtungen und Experimente die Bildungsmöglichkeit von Petroleum aus organischen Resten von chemischen Gesichtspunkten aus dargetan war, wandten sich auch die meisten Chemiker wieder von der MENDELEJEFF'schen Hypothese ab und der organischen zu.

Bald darauf setzte aber eine neue Diskussion ein über die Frage, ob pflanzliche oder tierische Reste das Material für die Bildung des Erdöls geliefert haben.

Bei der vegetabilischen Hypothese hat man zu unterscheiden zwischen den älteren Ansichten, nach denen eine Makroflora des Binnenlandes, beziehungsweise daraus gebildete Kohlen (Steinkohlen etc.), das Rohmaterial abgaben und der neueren, in erster Reihe auch durch G. KRÄMER vertretenen Annahme, wonach es ganz besonders Wasser- und Sumpfpflanzen (Algen etc.), auch Diatomeen etc. gewesen sind, aus denen das Erdöl entstanden ist. Musste unter dem Gewichte sowohl geologischer, als chemischer Gründe jene ältere Annahme aufgegeben werden, so lässt sich die Möglichkeit der Bildung des Erdöls nach der neueren Annahme, das heisst aus Algen, Diatomeen etc. nicht bestreiten, und die namhaftesten Forscher, welche sich mit dieser Frage befassen, neigen derzeit zu der Ansicht, dass tierische und pflanzliche Stoffe als Rohmaterial des Erdöls anzunehmen sind.

Aber auch für die Annahme tierischer Reste als Ausgangsmaterial darf nicht in erster Linie die Makrofauna in Anspruch genommen werden, sondern vor allem auch die Mikrofauna des Meeres und brakischer Wasser in der Nähe des Meeres, in

Buchten und Seen. Der Einwand fehlender tierischer Massenreste ist hinfällig angesichts der gewaltigen Ablagerungen solcher Reste verschiedenster Art, wie Foraminiferenschlamm, Korallenstöcke, Radiolarienschlamm, Schneckensand, Fischeschiefer u. s. w. und der massenhaften marinen Weichtiere, des Planktons u. a., die das Meer beleben, deren sichtbare Reste aber naturgemäss fehlen, die aber gerade so gut, wie nur unter besonderen Verhältnissen ein relativ kleiner Teil der Flora früherer Epochen zu Steinkohle wurde, auch nur unter besonderen Bedingungen und zum kleinsten Teil der Gesamtfauuna jener Vorzeiten in Bitumen und schliesslich in Erdöl übergangen.

Es darf als selbstverständlich gelten, dass die „Fettstoffe“ im weitesten Sinn, also feste und flüssige Fette (Öle), Wachse und Fettwaxse zu der Bitumen- und Erdölbildung heranzuziehen sind, und dass zu diesen auch noch andere Dauerstoffe der Pflanzen- und Tierwelt, wie Harze, Balsame etc., worauf besonders ZALOZIECKI hinweist, ferner nach NEUBERG Fettsäuren, die sich aus Proteinstoffen gebildet haben, endlich auch Cholesterine, Gerbsäuren etc., hinzutreten. Hauptsache bleibt: die stickstoffhaltigen Stoffe durch vorausgehende Fäulnis auszuschalten, weil fast immer nur minimale Mengen Stickstoff in den Erdölen enthalten sind, und ebenso die Kohlenhydrate (Cellulose, Stärkemehl etc.), weil diese bei der Bituminierung Kohle ausscheiden, die weder im Erdöl enthalten ist, noch auch als fossile Kohlenlager in genetischer Beziehung zu dem Vorkommen des Erdöls in der Natur steht.

### III. DIE CHEMISCHEN VORGÄNGE BEI DER BILDUNG DES ERDÖLS AUS ORGANISCHEN RESTEN.

Die Betrachtungen über die Art und Weise, nach welcher die organischen Reste in Erdöl übergehen, können verschieden ausfallen, je nachdem sie von geologischen oder chemischen Gesichtspunkten aus angestellt werden. Von den geologischen Ableitungen verdienen die Ansichten G. KRÄMERS und später POTONIES besondere Beachtung. Nach letzterem bilden sich aus den Resten (und Exkrementen) von Wassertieren und Pflanzen die sogenannten Sapropel- oder Faulschlammgesteine. Das ganze giebt zunächst „ein nass schlüpferiges, glei-

tendes, fließendes Material, meist von dunkler Farbe, oft reich an Kohlenstoffverbindungen oder fast nur aus diesen bestehend“.

Auf Veranlassung Potoniés habe ich das Ausgangsmaterial solchen Schlamms aus dem Wannsee, ein Algenfett, in geeigneter Weise der Druckdestillation unterworfen und dabei ein petroleumartiges Öl gewinnen können. Allmählich werden diese Massen hart und bilden bituminöse Kalke, Mergel, Schiefer, Ölkohlen (Boghead), die an verschiedenen Orten auf erdölähnliche Mineralöle durch trockene Destillation verarbeitet werden. Aus jenen bituminösen Gesteinsablagerungen bildet sich auch das Erdöl.

Diese Darstellung des Werdegangs der Erdölbildung mag im ganzen richtig sein, sie stimmt in der Hauptsache mit unseren früheren Annahmen überein, befriedigt wohl auch in der Hauptsache das geologische Interesse. An den Chemiker treten nun aber weitere Fragen über die inneren Vorgänge der Umwandlung des Ausgangsmaterials in Petroleum heran, deren Beantwortung man von ihm mit Recht erwartet; denn mit der Erklärung des Werdeprozesses als eines „Bituminierungsvorganges“ darf er sich nicht zufrieden geben. Was ist aus der Substanz der Pflanzen- und Tierleichen geworden, indem sie in Faulschlamm übergegangen ist, nach welchen chemischen Reaktionen ist die Umwandlung derselben in Erdöl vor sich gegangen? Das ist die Frage, die wir vor allem zu beantworten haben.

—<sup>4</sup> Nach den schon weiter oben gemachten Ausführungen bestand die erste Phase des Bituminierungsvorganges in einem Fermentations-, einem Faulnisprozess, zufolge dessen die pflanzlichen Zellsubstanzen und die Eiweissstoffe in der Hauptsache, die letzteren wenigstens als solche, verschwanden; nur die Fettstoffe und geringe Mengen anderer Dauerstoffe, darunter möglicherweise auch Fettsäuren aus den Eiweisskörpern, blieben zurück.

Als zweite Phase, die aber teilweise auch schon neben der ersten hergegangen, möchte ich für diejenigen Fettstoffe, welche aus Glyceriden bestehen, die Verseifung der letzteren unter Ausscheidung freier Fettsäuren verstehen, sei es durch die Wirkung von Wasser oder von Fermenten, oder durch beide. Ob auch die Wachse oder andere Ester vor ihrem weiteren Abbau im Bituminierungsprozess zu freien Säuren und

Alkoholen verseifen, muss fraglich bleiben und wird von deren chemischen Natur abhängen. Für ihre teilweise grosse Beständigkeit spricht der Nachweis von Resten derselben im Erdöldurch KRÄMER.

Was nun als dritte Phase folgt, muss wohl eine Abspaltung von Kohlensäure (aus den Säuren, beziehungsweise deren Estern) und von Wasser (aus Alkoholen, Oxysäuren etc.) gewesen sein unter Zurücklassung von hochmolekularen Kohlenwasserstoffgemischen oder Zwischenprodukten (Gemische von Kohlenwasserstoffen, Säuren, Estern), wie solche von vielen Chemikern in gewissen festen und halbfesten Bitumen (Seeschlickbitumen, Erdwachs, Bitumen des Reutlinger Schiefers etc.) erblickt werden. Ob man dabei eine Wirkung von Fermenten, oder aber eine unter gewöhnlichen Bedingungen von Druck und Temperatur mit der Zeit von selbst verlaufende, also Energie auslösende Reaktion, oder endlich eine durch die gesteigerten Faktoren von Druck und Temperatur verlaufende gewaltsame Reaktion anzunehmen hat, muss dahingestellt bleiben. Als einziges Analogon der Bildung von Kohlenwasserstoffen aus entsprechenden Säuren durch Fermentwirkung ist bis jetzt, abgesehen von der Entwicklung des Sumpfgases, die Umwandlung von Zimmtsäure in Styrol bekannt; eine Fermentwirkung in diesem Stadium darf deshalb nicht als wahrscheinlich gelten. Mit dieser im wesentlichen von KRÄMER und von mir vom chemischen Standpunkt aus stets vertretenen Auffassung über die Abbaustadien der organischen Rest-Substanz, hier also im wesentlichen einer erstlichen Abspaltung von Kohlensäure aus den Carboxylgruppen derselben, stehen die neuesten sehr wichtigen Befunde STREMMES und SPATES (1) über die Elementarzusammensetzung verschiedenalter bituminöser Gesteine in ganz vortrefflicher Übereinstimmung. Sie finden für Sapropel- (Faulschlamm-) Gesteine — und um diese nur handelt es sich nach POTONIE für dieses Zwischenstadium der „Bituminierung“ bei der Erdölbildung — die folgenden Prozentgehalte an Kohlenstoff und Wasserstoff mit zunehmendem Alter der Schichten-

	% C	% H	H auf C=100
Quartär . . .	50—57	6—7	12
Tertiär . . .	65	8,5—9	13
Mesozoikum . .	69,5—76	8,5—12	14
Paläozoikum . .	75—83	7,5—10	11

(1) Zeitschr. f. angew. Chem. 1907, 1842.

Die aus Sumpf- und Landpflanzen entstandenen Humusgesteine, von denen der Torf einer Neubildung, die Braunkohle und die Steinkohle den fossilen Formen entsprechen, zeigen in ihrem Abbau das umgekehrte Verhältnis von Kohlenstoff und Wasserstoff, wie folgende Zusammenstellung (a. a. O.) zeigt:

	% C	% H	H auf C=100.
Quartär . . . . .	50—60	5—6	10
Tertiär . . . . .	60—75	4—6	7,5
Mesozoikum . . . . .	75—87	4—5	5,5
Paläozoikum . . . . .	80—95	1,5—6	4

Diese beiden Tabellen STREMMES und SPÄTES sind überaus lehrreich; sie lassen zur Evidenz erkennen, dass dem Abbauprozess der das Erdöl bildenden Bitumen, den Sapropel- oder Faulschlammgesteinen, fettartiges Rohmaterial, also Fette, Öle und Wachse, zu Grunde liegen müssen, während das Rohmaterial für die Steinkohle etc. die Substanzen der Pflanzenfaser, also Cellulose, Stärkemehl, Zucker, Gummi etc. abgegeben haben. Zuzufolge des Gehalts an Carboxylgruppen ( $\text{CO}_2\text{H}$ ) in den ersteren und der Hydroxylgruppen (OH) in den letzteren, findet in der Hauptsache dort (Bituminierung der Fettstoffe) Abspaltung von Kohlensäure, hier („Inkohlung“ der Kohlenhydrate) Abspaltung von Wasser statt und nimmt dort der Wasserstoff gegenüber dem Kohlenstoff mehr und mehr zu bis zur Endbildung eines Kohlenwasserstoff-Restes, während hier der Wasserstoff gegen den Kohlenstoff ganz rapid abnimmt bis zur Endbildung der Kohle, eine Auffassung, die ich von Anfang an (1888) vertreten habe. Schon ein einfacher Vergleich der Elementarformeln eines Fettes (Stearin mit nur 11% Sauerstoff) und eines Kohlenhydrates (Cellulose mit 49 $\frac{1}{2}$ % Sauerstoff) lässt diesen grossen Unterschied in darauffolgendem Abbau ( $\text{CO}_2$  bzw.  $\text{H}_2\text{O}$  — Abspaltung) erkennen.

Dass neben der Kohlensäureabspaltung bei der Bituminierung der Fett- und Wachsreste durch inneroxydierende oder luftoxydierende Einwirkungen je nach den lokalen Verhältnissen auch noch Wasserstoff und Kernkohlenstoff oxydiert werden können, ist selbstverständlich und ebenso, dass ceteris paribus bei dem Abbau der Inkohlung, der Kohlenhydrate zu Kohle, auch Kohlensäure gebildet wird.

Das Bitumen unserer fossilen Kohlen muss deshalb auch vom chemischen Standpunkt aus betrachtet werden, nicht als ein normaler Rest des Pflanzenzellstoffs (Holz etc.) gleich der Kohle selbst, sondern als eine Beimischung, die sich neben der Kohle aus Fett- und Wachsstoffen der Pflanzen oder, je wieder nach lokalen Verhältnissen, aus beigemischtem tierischen Material oder aus beiden gebildet hat.

In ähnlicher Weise dürften viele unserer Bitumen noch Kohlenhydrat-Reste einer Mikroflora enthalten, die aber mit der Zeit durch Fermentation oder Oxydation bei denjenigen verschwunden gewesen sein müssen, welche ohne nennenswerte Ausscheidung von Kohle in Erdöl übergegangen sind. Zur Entscheidung dieser Frage wäre es wichtig zu untersuchen, ob nicht da oder dort auf primärer Lagerstätte des Erdöls, oder in nachweisbarer Verbindung damit, kohlenstoffreiche oder kohlige Imprägnationen (keine Kohlenlager!) nachweisbar sind.

Nun folgt die Bildung des flüssigen Erdöls, das vorerst als „Protopetroleum“ bezeichnet sein mag, aus den festen und halbfesten hochmolekularen Bitumen. Da es sich dabei um die Spaltung hochmolekularer Kohlenwasserstoffe, beziehungsweise eines Gemisches dieser mit noch sauerstoffhaltigen Zwischenprodukten vorhergehender Phasen, handelt, so muss eine gewaltsame Reaktion angenommen werden. Fermentative Wirkung erscheint ausgeschlossen, denn da dabei sehr leichtflüchtige bis gasförmige Produkte entstehen, die grossenteils unter hohem Druck in den natürlichen Erdöllagerstätten eingeschlossen sind, und die bei ihrer Bildung mit der Luft nicht kommuniziert haben können, weil sie sonst entwichen sein müssten, so haben wir diesen Vorgang in grosse Tiefen zu verlegen, in denen nach bisherigen Erfahrungen bakterielle Tätigkeit an sich schon, ausserdem aber auch durch dort herrschende hohe Temperatur, durchaus unwahrscheinlich ist.

Bei dieser Bildung des Protopetroleums durch eine gewaltsame Reaktion haben wir uns aber nicht, in pedantischer Übertragung des Laboratoriumexperimentes auf die Natur, eine Druckdestillation gewöhnlicher Art zu denken. Eine solche kann ja wohl verlaufen und wird vielleicht, je nach lokalen Verhältnissen, da oder dort stattfinden; sie kann aber auch in der Weise vor sich gehen, dass eine kaum merkliche Dislokation, eine Wanderung der Spaltungsprodukte in benachbartes

poröses Gestein, oder auch gar keine Ortsveränderung erfolgt; denn wiederholt habe ich durch Versuche bewiesen, dass die Zersetzung von Fettstoffen oder schon bituminierten organischen Resten (Reutlinger Schiefer) in Petroleum auch ohne eigentliche Destillation möglich ist. Worauf aber Wert gelegt werden muss, das ist, dass wir es in dem Stadium der Bildung des Protopetroleum mit einer gewaltsamen, unter Aufwand von Energie erfolgenden Reaktion zu tun haben, und wiederholt sei auch jetzt wieder betont, dass dabei keineswegs die hohen Temperaturen notwendig vorausgesetzt werden müssen, wie sie bei dem rasch verlaufenden Laboratoriumexperiment unerlässlich sind, dass vielmehr auch hierbei hohe Temperatur und Zeit sich kompensieren, dieselbe Reaktion also auch fast in unendlich langen Zeitperioden bei wenig gesteigerter Temperatur verlaufen kann. Nicht das Gleiche gilt vom Druck, wie vielfach fälschlich angenommen wird; denn verstärkter Druck kann niemals die Temperatur direkt kompensieren, er wirkt vielmehr der Temperatur und also auch der hierbei vorausgesetzten Reaktion entgegen. Wie im Druckrohr beim Laboratoriumversuch verhindert der Überdruck auch bei dem natürlichen Vorgang nur das Entweichen und die Weiterbildung der bei niederen Temperaturen entstehenden leichtflüchtigen Spaltprodukte und die vollständige Zersetzung z. B. eines Fettes oder Bitumens in dieser Richtung unter starker Verkohlung und ermöglicht andererseits die Erhitzung des Materials auf diejenige Temperatur, bei welcher die Spaltung in anderer Richtung, in unserem Falle unter Bildung des Protopetroleum, ohne Ausscheidung von Kohle erfolgt.

Welcher Natur müssen nun aber die gebildeten Spaltungsprodukte sein? — Selbst für den Fall, dass das Ausgangsmaterial ein Gemisch hochmolekularer gesättigter Kohlenwasserstoffe wäre, müssten neben gesättigten auch ungesättigte Spaltstücke entstehen, ist ja doch bekannt, wie auch reines Paraffin bei der Druckdestillation unter Bildung grosser Mengen niedermolekularer gesättigter und ungesättigter Kohlenwasserstoffe zerfällt; in analoger Weise verhalten sich gesättigte hochmolekulare Fettsäuren.

Schon der Umstand, dass natürliche Erdöle, wie das pennsylvanische und andere, so grosse Mengen niedermolekularer Kohlenwasserstoffe enthalten, dass eine Bildung derselben aus relativ ebenso grossen Mengen natürlicher Fette oder Wachse mit

entsprechend niedriger Kohlenstoffatomzahl der diese Ester bildenden Fettsäuren nicht angenommen werden kann, macht die Annahme einer Zersplitterung hochmolekularer Verbindungen durch eine gewaltsame Reaktion und damit die Bildung ungesättigter Kohlenwasserstoffe zur Notwendigkeit.

Es folgt hieraus aber die weitere notwendige Annahme, dass mit den in dem Protopetroleum enthaltenen ungesättigten Kohlenwasserstoffen ein langsamverlaufender Prozess der Polymerisation und der gegenseitigen Addition verläuft, zufolge dessen sich wieder hochmolekulare Kohlenwasserstoffe — natürlich nicht die vorher vorhanden gewesenen —, also Schmieröle, bilden. Dass diese letzteren je nach den in der Natur lokal vorhandenen äusseren Bedingungen teilweise auch noch direkte Abbauprodukte, sei es der gewaltsamen Reaktion selbst oder des vorausgehenden Abbaustadiums, sein können, soll auch hier wieder ausdrücklich betont sein. — Eine solche Selbstpolymerisation bzw. Selbstaddition der bei der gewaltsamen Zersetzung (Druckdestillation) von Fettstoffen erhaltenen künstlichen Erdöle habe ich durch die stetige, wenn auch sehr langsame Zunahme ihres spezifischen Gewichts nachgewiesen und in gleicher Weise an den durch gewaltsame Zersetzung hochmolekularer Teile des Erdöls gebildeten Kohlenwasserstoffgemischen, den Crackingölen, deren spezifisches Gewicht nach ihrer Bildung durchweg zunimmt.

Auch die Elementarzusammensetzung der Schmieröle als ungesättigter Kohlenwasserstoff (1) spricht für die obige Auffassung.

Es bedarf wohl keiner besonderen Erinnerung daran, dass auch ungesättigte hochmolekulare Kohlenwasserstoffe oder Säuren durch destruktive Erhitzung unter Bildung gesättigter Spaltstücke, neben ungesättigten, zersetzt werden können, wie ich dies schon vor geraumer Zeit durch Druckdestillation von Ölsäure beziehungsweise Ölsäureglycerid, nachgewiesen habe.

Über die Bildungsweise der Naphtene, die in verschiedenen Ölen, wie z. B. dem Erdöl von Baku, besonders reichlich auftreten, haben wir verhältnismässig noch wenig sichere Anhaltspunkte. Möglich, dass sich Naphtene zum Teil aus Rohmaterial bilden, in welchem hydrierte cyclische Kohlenwasserstoffgruppen enthalten sind; mehr Wahrscheinlichkeit spricht dafür,

(1) ENGLER und JEZIORANSKI 28, S. 2504 (1895).

dass sie durch Umlagerung aus ungesättigten, z. B. Aethylen-Kohlenwasserstoffen, entstanden sind, eine Ansicht, die schon 1889 von ENGLER & SEIDNER (1) vertreten wird, und wofür die Versuche von ASCHAN der Umwandlung von Amylen in ein Naphten unter Mitwirkung von Aluminiumchlorid, sowie die in meinem Laboratorium gelungene Überführung von Propylen zum Teil in Trimethylen durch Erhitzen und andere Versuche (2), sprechen.

#### IV. ÜBER DEN URSPRUNG DER OPTISCHEN AKTIVITÄT DES ERDÖLS.

Durch das Studium der optischen Aktivität des Erdöls ist auch die Frage der Ausgangsstoffe in ein neues Licht gerückt worden. Ähnlich wie man z. B. von den natürlichen Fundstätten des Nephrits auf die ursprünglichen Wohnsitze der Völkerschaften, die diesen Stein zu verschiedenen Zwecken mit sich führten, geschlossen hat, so geben auch die Beimischungen, welche die optische Aktivität der Erdöle bedingen, einen Fingerzeig für die Rohmaterialien, denen dieselben entstammen. Gelingt es also, mit Sicherheit festzustellen, welcher Natur und damit Herkunft diese aktiven Beimischungen sind, so ist damit auch die Genesis des Erdöls entschieden.

Abgesehen von Biot (3), welcher schon im Jahre 1835 eine „Naphte“ mit auffallend starker Linksdrehung, die aber, wenn sie überhaupt Erdöl war, eine Anomalie darstellt (4), aufgefunden hatte, war SORSSEN (5) der erste, welcher die Rechtsdrehung von Petroleumölen beobachtete, und man verdankt es der Anregung WALDENS, dass diese Verhältnisse von RAKUSIN, MARCUSSON u. a. eingehender studiert wurden. Es ergab sich dabei die merkwürdige Tatsache, dass alle aktiven Erdöle das polarisierte Licht nach rechts drehen.

Drei Annahmen sind es vor allem, durch welche dieses merkwürdige einseitige Verhalten der Erdöle sich deuten lässt:

1. Durch Autoaktivierung, wobei man sich denken könnte, dass nach der Zertrümmerung tierischer und pflanzlicher Fette

(1) Dingl. Polyt. Journ. 217 (1889) S. 16.

(2) Petroleum II, S. 915.

(3) Mém. de l'Acad. 1835 S. 140.

(4) „Petroleum“ II, 1907, No. 23.

(5) Chem. Zentralblatt, 1898, II, 455.

und Wachse bei dem während Jahrtausenden, also unendlich langsam verlaufenden Wiederaufbau der Spaltstücke zu den Additions- und Polymerisationsprodukten der Schmieröle durch asymmetrische, also einseitige physikalische Einwirkungen kosmischer oder terrestrischer Art — analog den biologischen Einflüssen bei der Bildung optisch aktiver Stoffe in der Lebewelt der Pflanzen und Tiere — eine Bildung vorwiegend rechtsdrehender Öle stattgefunden habe. — Über die Berechtigung einer solchen Annahme findet zur Zeit noch eine lebhaft diskutierte Diskussion statt, die noch nicht abgeschlossen ist. Haben sich auch experimentelle Stützen für die Bildung der aktiven Bestandteile des Erdöls auf diesem Wege bis jetzt noch nicht finden lassen, so darf doch die Hoffnung nicht aufgegeben werden, dass gemäss der ursprünglichen Voraussetzung VAN'T HOFFS UND LE BELS schliesslich auch noch die künstliche Synthese optisch aktiver Substanzen durch irgend welche polare Einwirkungen gelingen werde. Hierauf beruht derzeit noch der letzte Hoffnungsanker zur Rettung der anorganischen Bildungshypothese; denn da es ausgeschlossen ist, dass bei der hohen Temperatur der Zersetzung der Metallkarbide mit Wasser sich optisch aktive Körper bilden können, liesse sich die optische Aktivität der Erdöle nur unter der Annahme einer Autoaktivierung während des bei niedrigeren Temperaturen vor sich gehenden Aufbaus höhermolekularer Produkte aus niedermolekularen Komponenten erklären.

2. Durch fermentative Wirkung, wobei entweder durch Vernichtung der linksdrehenden Antipoden aus organischen Resten stammende Racemate rechtsdrehende Restteile hinterlassen, oder durch biologische Tätigkeit von Bakterien etc. aus inaktivem oder aktivem tierischen und pflanzlichen Rohmaterial vorwiegend rechtsdrehende Produkte gebildet worden sein könnten. Eine derartige Wirkungsweise kommt aber höchst wahrscheinlich schon deshalb nicht in Betracht, weil sie sich in solchen Tiefen und bei Temperaturen abgespielt haben müsste, die eine fermentative Tätigkeit ausschliessen. Noch weniger ist sie für die anorganische Hypothese heranzuziehen, weil die mit deren Annahme verbundenen Kohlenwasserstoffe Antiseptika sind (Toluol, Petroleum etc.), bei denen eine bakterielle Tätigkeit also nicht einsetzen kann.

Immerhin ist aber von Interesse, durch die Untersuchungen NEUBERGS zu wissen, dass die Bildung optisch aktiven Erd-

öls aus völlig inaktiven Fettstoffen keineswegs als unmöglich gelten darf. Man kann sich danach z. B. denken, dass aus den in der Natur sehr verbreiteten inaktiven Ölsäureglyceriden durch Oxydation oder Wasseranlagerung Glyceride, zunächst Racemate, asymmetrischer Produkte entstünden, welche durch fettspaltende asymmetrisch wirkende Fermente nur hälftig gespalten und dadurch einerseits in freie aktive Säure, andererseits in das als enantiomorpher Rest aktive Oelsäure-Glycerid umgewandelt werden könnten. So ist es NEUBERG in der Tat gelungen, wenn auch nicht das Ölsäureglycerid selbst, so aber doch sein Derivat (Dibromstearinsäure-Triglycerid) mit teils pflanzlich r Lipase in entsprechender Weise zu spalten. Halbscitige Verseifungen durch Lipase sind auch schon von PAUL MAYER, DAKIN und WARBURG beobachtet (siehe bei Neuberg a. a. O. S. 378).

Auf die Petroleumbildung in der Natur übertragen, müsste man dabei allerdings die weitere Annahme machen, dass in den folgenden Metamorphosen der Umbildung zu Erdöl freie aktive Säure und freies aktives Glycerid getrennt marschierten, weil sie andernfalls nach Verseifung des letzteren doch wieder Racemate bilden würden. Da man bei dieser Annahme NEUBERGS schliesslich jedoch ebenfalls zu rechts- und zu linksdrehenden Erdölen gelangen müsste, sofern man nicht nur eine Art Fett und eine Gattung von Mikroben, beziehungsweise von Enzymen, annehmen will, und da auch selbst in diesem Falle doch in jedem Erdöl neben rechtsdrehenden auch linksdrehende Teile nachweisbar sein müssten, was mir bis jetzt trotz eingehender Fraktionierungen im Vakuum nur in einem Erdöl gelang (hier aber auf andere Weise zu deuten ist), so bedarf diese theoretisch jedenfalls sehr bemerkenswerte Hypothese noch weiterer Klärung und Begründung im Anschluss an die spezielle Chemie und Physik des Erdöls und seiner Entstehung.

3. Aus aktiven organischen Rohmaterialien. Walden sucht auf Grund dieser Annahme die Abstammung des Erdöls aus Pflanzenmaterial abzuleiten, während NEUBERG (1) die Ansicht vertritt, dass die optisch aktiven Teile des Erdöls Spaltstücke der notorisch stark aktiven Eiweissstoffe tierischer und pflanzlicher Reste seien. Beiden Ansichten steht das schwerwiegende Be-

(1) Biochem. Zeitschr. I (1906) S. 374.

denken entgegen, dass es nicht einzusehen ist, weshalb nicht auch, da doch in beiden Fällen auch linksdrehende Stoffe auftreten bzw. sich abspalten, des öfteren linksdrehende Erdöle vorkommen. Dass sich unter den Bestandteilen des Erdöls auch solche finden, die aus den bei der Zersetzung der Eiweissstoffe gebildeten Fettsäuren entstanden sind, soll prinzipiell ausdrücklich zugegeben werden, nur kann es sich dabei, wie ich schon an anderer Stelle (2) entwickelt habe, bloss um relativ geringe Mengen handeln.

Die Annahme einer Bildung nennenswerter Mengen optisch aktiver Bestandteile des Erdöls aus pflanzlichen Kohlenhydraten (Cellulose, Stärkemehl, Zucker etc.) dürfte hier auszuschalten sein, weil diese Stoffe bei ihrem Zerfall die hochmolekularen optisch aktiven Öle, wie solche in den Erdölen fast ausschliesslich enthalten sind, nicht wohl geliefert haben können; man müsste denn, ähnlich wie NEUBERG für die Proteinprodukte, annehmen, dass sich niedermolekulare aktive Produkte mit hochmolekularen inaktiven verkuppelten, womit aber wieder die einseitige Rechtsdrehung der Erdöle (es gibt rechts- und linksdrehende Kohlenhydrate) ihre Erklärung nicht fände. Noch eher könnte man sie vielleicht in Betracht ziehen unter der Voraussetzung, dass sie durch fermentative Tätigkeit zuerst in Fettstoffe umgewandelt wurden, also etwa als hypothetisches aktives Bakterienfett. Da aber aus früher angeführten Gründen eine nennenswerte Beteiligung der Kohlenhydrate an der Erdölbildung überhaupt als ausgeschlossen gelten darf, so muss auch ihre Beteiligung bei der Bildung optisch aktiver Bestandteile als unwahrscheinlich gelten.

Eher könnten noch die ätherischen Öle, Harze, Balsame auch die Gerbsäuren zur Bildung optisch aktiver Substanz beigetragen haben. Die ausschliessliche Rechtsdrehung der hochsiedenden Teile steht damit aber ebenfalls nicht in Übereinstimmung, doch erscheint immerhin die Bildung der niedersiedenden optisch aktiven Fraktionen, in denen wir neuerdings wenigstens in einem Öl auch linksdrehende Teile aufgefunden haben, als möglich.

Nach dem derzeitigen Stand unserer Kenntnisse sprechen weit-

(1) *Biochem. Zeitschr.* I, 1907, S. 308, Sitz. Ber. d. preuss. Akad. d. Wiss. 24, 1907, S. 451.

(2) „*Petroleum*“ II, 1907 S. 967, bzw. S. 8 dieser Abhandlung.



WIETZE (Hannover) (1)			BAKU (Bibi-Eybath)		
Grad	Druck mm Hg	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm	Grad	Druck mm Hg	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm
83-250	1 Atm.	+ 1,0	61-106,5	14	+ 0
120-155	13	+ 0,4	106,5-173,5	14-14,5	+ 0,2
155-235	9-12	+ 1,8	173,5-208	14,5-13	+ 2,1
235-270	10	+ 3,6	208-230,5	13-12,5	+ 7,3
270-275	13	+ 6,8	230,5-278	12,5-13	+ 17,0
konst. bei 275	13	+ 10,4	278-328	13-15	+ 14,6
275-305	13	+ 3,2	328-364	15-13	+ 7,8
305-310	12	+ 1,6			
konst. bei 310	13	+ 2,4			
" " 310	13	zu dunkel			

GALIZIEN (Schodnica)			RUMÄNIEN (Cămpina)			PENNSYLVANIEN		
Grad	Druck mm Hg	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm	Grad	Druck mm Hg	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm	Grad	Druck mm Hg	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm
-250	1 Atm.	+ 0	-150	12	+ 0	100-200	14	+ 0
-167	12	+ 0	150-180	12	+ 2	200-255	14	+ 0,4
167-180	12	+ 0,6	180-190	12	+ 4	255-297	14	+ 1
180-196	12	+ 2,0	190-200	12	+ 4	297-348	15	+ 0,8
196-231	12	+ 4,0	200-210	12	+ 6			
231-260	12	+ 11,2	210-220	12	+ 9			
260-285	12	+ 22,8 (+ 25)	220-230	12	+ 10			
285-295	12	+ 18,0	230-240	12	+ 16			
295-312	12	(+ 9,6)	240-250	12	+ 20			
312-360	12	zu dunkel	250-270	12	+ 22			
			über 270	12	zu dunkel			

(1) Destilliert man dieses Öl unter gewöhnlichem Atmosphärendruck, so dreht die Fraktion  $E_3-200^{\circ}=+1,0^{\circ}$ ;  $200-250^{\circ}=20^{\circ}$ ;  $250-275^{\circ}=+1,6^{\circ}$ , etc. Es geht also die Aktivität zwischen den beiden Maxima auf 0 herunter.

Die Ablesungen im Halbschattenapparat wurden bei sehr hellen Ölen im 200 mm Rohr, sonst im 100 oder 50 mm Rohr, bei sehr dunklen Ölen im 25 mm Rohr vorgenommen. Nur ausnahmsweise wurden Lösungen in Benzin oder Chloroform genommen. Fast sämtliche nachfolgenden Daten beziehen sich auf die unvermischten Öle.

Eine in neuester Zeit von Herrn LEDERER in meinem Laboratorium durchgeführte fraktionierte Vakuum-Destillation eines Erdöls von PECELBRONN zeigt, dass wenn man die Differenzierung der Fraktionen noch in engeren Grenzen hält, mit steigendem Siedepunkt auch deutliche Schwankungen der optischen Aktivität nach auf- und abwärts bemerkbar werden, eine Erscheinung, die, nur in minderem Grade, auch in den Resultaten des Wietzer Erdöls (siehe die vorstehende Tabelle) erkennbar ist.

Die fraktionierte Destillation des Erdöls wurde zuerst nach der Methode der sogenannten Normaldestillation, also unter gewöhnlichem Atmosphärendruck, durchgeführt, darauf dieselbe Erdölsorte im Vakuum so destilliert, dass die Einzelfraktionen ihrer Menge nach mit der gleichen Fraktion der ersteren Destillation übereinstimmen, so dass ein Vergleich des spez. Gewichts und des Drehungsvermögens, annähernd auch der Siedetemperaturen, der korrespondierenden Fraktionsnummern möglich ist.

Aus den vorstehenden beiden Tabellen ist ersichtlich, dass die optische Aktivität der Einzelfraktionen durch die Destillation unter Atmosphärendruck nicht bloß abnimmt, weil dabei Vernichtung oder Racemisierung optisch aktiver Teile durch die höhere Temperatur eintritt, sondern sich auch merklich verschiebt. In beiden Fällen treten zwei Maxima auf: ein unteres kleineres und ein oberes höheres. Zwischen beiden liegen mehrere Fraktionen, bei denen sich keine Drehung beobachten lässt; doch verschieben sich diese inaktiven Fraktionen bei der Vakuumdestillation merklich nach oben.

Um festzustellen, ob nicht auch bei diesem Öl in den höchsten Fraktionen eine Wiederabnahme des Drehungsvermögens auftritt wie bei allen bisher untersuchten Erdölen, ausserdem auch, um zu konstatieren, ob nicht vielleicht durch weitere Differenzierung der Fraktionen linksdrehende Teile nachzuweisen seien, wurden die fünf höchstsiedenden Fraktionen (No. 17—21) des

## I. NORMAL-DESTILLATION

No.	Grad Celsius	Spez. Gew. 20°	Sacck. <sup>3</sup> 200 mm	Aussehen
	Beginn 126,5			
1	bis 130	0,7578	0,2	waserhell
2	130—140	0,7791	0,3	gelb
3	140—150	0,7875	+ 0,0	•
4	150—160	0,7966	+ 0,0	hellgelb
5	160—170	0,8062	+ 0,0	•
6	170—180	0,8185	+ 0,0	rötlich, trüb
7	180—190	0,8279	+ 0,0	grüngelb
8	190—200	0,8351	+ 0,0	gelb
9	200—210	0,8443	+ 0,0	•
10	210—220	0,8525	+ 0,0	schön hellgrün
11	220—230	0,8570	+ 0,0	•
12	230—240	0,8631	+ 0,0	•
13	240—250	0,8682	0,1	gelb
14	250—260	0,8719	0,1	grüngelb
15	260—270	0,8731	0,15	•
16	270—280	0,8758	0,45	gelb, trüb
17*	280—290	0,8767	0,20	orangerot
18*	290—300	0,8908	1,2—1,6	•
19*	300—315	0,8964	4,0—4,8	•
20*	über 315	0,8971	2,8	dunkelorange
21*	bis 320	0,8980	4,4—4,8	•

\* Die Fraktionen 17—21 der Normaldestillation und 17—21 der Vakuumdestillation wurden in Verdünnung mit Benzol polarisiert, und zwar bei der Normaldestillation sämtliche Fraktionen 18—21 im Verhältnis 1:1, bei der Vakuumdestillation Fraktion No. 17 in 3:1 Benzol verdünnt, No. 18 3:1; No. 19 1:1; No. 20 1:1; No. 21 1:2. Die spezifischen Gewichte der letzten fünf Vakuumfraktionen wurden bei 35° C bestimmt, weil sie bei gewöhnlicher Temperatur stocken, und die obigen Werte sind nicht umgerechnet.

## II. VAKUUM-DESTILLATION

Grad Celsius	Druck mm Hg	Spez. Gew. 20°	Sacch.° 200 mm	Aussehen
34—45,5	23—23,5	0,7922	0,40	schwach gelb
45,5—69	18,0	0,8045	0,45	gelb
69—76,5	17,0	0,8153	0,50	wasserhell
76,5—84,5	16,0	0,8231	0,25	"
84,5—91,5	14,5	0,8290	0,15	"
91,5—99,5	12,5	0,8337	0,05	"
99,5—107	12,5	0,8445	+ 0,0	schwach gelb
107—113	12,5	0,8497	+ 0,0	gelb
113—119,5	12,0	0,8554	± 0,0	schön gelb
119,5—125,5	12,5	0,8620	+ 0,0	bräunl. gelb
125,5—132	12,0	0,8655	± 0,0	"
132—143,5	12,0	0,8744	+ 0,0	grün-gelb
143,5—154,5	11,5	0,8863	+ 0,0	"
154,5—160,5	11,5	0,8870	+ 0,0	grün
160,5—181	11,5	0,8876	+ 0,0	gelb
181—215,5	12,0	0,8880	+ 0,0	schön gelb
215,5—235	12,0	0,8737	1,32	orange
235—249	12,5	0,8835	2,32	dunkelorange
249—265	13,0	0,8918	4,40	"
265—281	13,0	0,9023	6,40	"
281—291	13,0	0,9084	6,60	"

Pechelbronneröls einer Rektifikation unter jedesmaliger Teilung der Einzelfractionen in zwei durchgeführt, wobei die folgenden Resultate erhalten wurden:

## REKTIFIKATION DER LETZEN FÜNF VAKUUMFRAKTIONEN.

Fraktion	Grad Celsius	Druck mm Hg	Sacch.* 200 mm	Bemerkung
17.	I -223	12,5	1,6	flüssig, mit nadelförm. Kryst.
	II 223-235	12,5	2,24-2,4	fest, mit sehr viel nadelförm. Kryst.
18.	III 235-240	12,5	5,6	fest
	IV 240-246,5	12,0	3,6	"
19.	V 246,5-259	12,0	3,6	"
	VI 259-264	12,0	5,6	"
20.	VII 264-278	12,5	7,2	"
	VIII 278-281,5	12,5	8,0	"
21.	IX 281,5-294	12,5	6,0	"
	X 294-299	12,5	5,4	"

Sämtliche Fraktionen wurden in Verdünnung mit Benzol polarisiert und zwar Fraktion No. IX und X im Verhältnis von 1:2, alle übrigen im Verhältnis von 1:1.

Auch hierbei zeigen sich deutlich zwei Maxima, so dass also unter Hinzunahme des untersten (siehe vorhergehende Tabelle) drei Maxima der optischen Aktivität für das elsässische Erdöl (Pechelbronn) zu konstatieren sind (1). Ebenso ergibt sich aus der Rektifikation in den höchsten Fraktionen wieder ein Rückgang der Rechtsdrehung. Das oberste (Haupt-) Maximum hält sich in denselben Sinkegrenzen wie diejenigen aller übrigen Erdöle.

Ganz besonderes Interesse dürfen aber die Resultate in Anspruch nehmen, welche wir im hiesigen Laboratorium bei Untersuchung der Einzelfractionen der Erdöle von Java beobachtet haben, eine Arbeit, bei welcher ich durch Herrn BARTNITZKY aufs wertvollste unterstützt worden bin. In folgender

(1) Die Zunahme der Gesamtrechtsdrehung in Produkten der fraktionierten Rektifikation bei den Fraktionen 17 u. 18 gegenüber der Rechtsdrehung der ersten Destillation kann durch eine Vernichtung der Aktivität linksdrehender Beimischungen oder auch durch eine bei der Destillation stattfindende Umkehrung von links, in rechtsdrehende Substanz erklärt werden.

Tabelle sind die Resultate, welche bei Destillation von fünf verschiedenen Sorten javanischen Rohöls erhalten wurden, zusammengestellt:

K O E T I IV			K O E T I XX		
Grad	Druck mm Hg	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm	Grad	Druck mm Hg	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm
-149	18	+ 0	62-130	12-14	+ 0
149-159	17	- 0,8	130-150	12	- 0,5
159-168	17	- 1,0	150-169	12	- 0,9
168-195	17	- 0,0	169-183	12	+ 0
195-199	17,5-18	+ 0	183-305	12	+ 0
199-205	17-16,5	+ 0	305-372	12,5	zu dunkel
205-260	18,5	± 0			
260-277	18,5	+ 1,2			
277-282	18,5	+ 4,8			
282-280	17,5	+ 14,3			
280-370	10-14,5	zu dunkel			

G O G O R			B E R B E K			R O E N G K O E T		
Grad	Druck mm Hg	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm	Grad	Druck mm Hg	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm	Grad	Druck mm Hg	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm
-140	12-13	+ 0	-140	12-14	+ 0	-129	16	± 0
140-158	12	- 1,5	140-179	12,5	- 0,7	129-150	14,5	- 1,1
158-181	12	- 0,4	179-189	12	- 0,9	150-168	14	- 2,2
181-230	12	± 0	189-202	12	- 0,6	168-182	14	- 2,0
230-238	12	+ 2,2	202-252	12	± 0	182-242	14,5	± 0
238-285	12	+ 3,5	252-310	12,5	+ 1,8	242-268	15,5	+ 1,9
285-296	14,5	+ 1,54 (bis + 15,8)	310-373	12,5	zu dunkel	268-281	15,5	+ 4,3
296-300	14	+ 0				281-370	14,5-15,5	± 0

Es ergibt sich daraus, dass die flüchtigeren Teile der Java-Erdöle mehr oder weniger stark linksdrehend sind, eine Beobachtung, die bis jetzt noch an keinem Erdöl gemacht worden ist, und auf deren Bedeutung weiter unten zurückgekommen wird.

Aus den vorstehend verzeichneten Resultaten lassen sich einige allgemeine Schlüsse ziehen, die nicht ohne Interesse sind:

a) Die Maximalwerte der optischen Aktivität einzelner, namentlich hochsiedender Fraktionen sind höher als man bisher angenommen hatte. RAKUSIN hat bei seinen zahlreichen Untersuchungen im allgemeinen nur zwischen 0 und 1°, höchstens 3–4°, ausnahmsweise auch einen noch etwas höheren Wert gefunden. Dies mag ihn vielleicht zu dem Zweifel an dem von mir mitgeteilten hohen Maximal-Drehungsvermögen von + 10,6° für galizisches, + 17° für Bibi-Eybath-Erdöl und zu der Erwartung veranlasst haben, es werde meinerseits eine Revision bzw. eine Korrektur dieser hohen Werte nach unten erfolgen. Wiederholte Destillation und Einengung der aktivsten Fraktionen ergab indessen nicht bloss keine Verringerung, sondern zum Teil eine erhebliche Steigerung. So z. B. wurde mit galizischem Erdöl (Schodnica) Rechtsdrehung bis zu + 25° (200 mm Sacch.°) beobachtet, und auch die meisten übrigen von mir untersuchten Öle lieferten Fraktionen von mehr als + 10° Rechtsdrehung. Nur das pennsylvanische Öl ergab keine Fraktion mit mehr als ca. + 1° Drehung.

ZALOZIECKI ist nach seinen neuesten Untersuchungen von galizischen Ölen auf keine so hohen Werte gekommen, was wohl darauf zurückzuführen ist, dass er die Trennung in Einzelfraktionen nicht so weit getrieben hat wie ich.

b) Die Fraktionen der optischen Maxima verschiedenster Öle zeigten übereinstimmende Siedetemperaturen, wie dies aus folgender Zusammenstellung ersichtlich ist:

## MAXIMA DES DREHUNGSVERMÖGENS.

	Fraktion Grad	Sacch. 200 mm	Druck mm
Wietze (Hannover)	235–275	+ 10,4	12
Baku (Bibi-Eybath)	230–278	+ 17,0	12–13
Galizien (Schodnica)	280–285	+ 22,8 (25)	12

	Fraktion Grad	Sacch <sup>o</sup> . 200 mm	Druck <sup>o</sup> mm
Rumänien (Cămpina)	250—270	+ 22,0	12
Pechelbronn (Elsass)	278—281	+ 8,0	12,5
Pennsylvanien	255—297	+ 1,0	14
Java, Koeti IV	282—286	+ 14,3	17,5
„ Gogor	285—296	+ 14,5	14,5
„ Roengkoet	268—281	+ 4,1	15,5

Daraus darf geschlossen werden, dass die Erdöle verschiedenster Provenienz ihre Maxima der optischen Aktivität in der Hauptsache ein und derselben Substanz verdanken.

c) Weit aus die meisten Erdöle zeigen erst in den höheren Fraktionen—über 200 oder 250° (1 Atm.)—einen nachweisbaren Gehalt an optisch aktiven Bestandteilen; derselbe nimmt bis zu den Maximalwerten meist gleichmässig zu, von da an aber rasch ab und sinkt, soweit beobachtet werden kann, in den höchsten Fraktionen auf Null.

d) Bei dem Erdöl von Wietze tritt die merkwürdige Erscheinung anfänglichen Steigens, dann Wiedersinkens und Wiedersteigens des Drehungsvermögens auf. Das Öl hat also zwei Maxima: ein unteres, geringeres, von + 1° und das obere Hauptmaximum von 10,4°. Bei diesem Öl müssen verschiedene Substrate der optischen Aktivität angenommen werden; das obere Maximum stimmt mit denen der übrigen Öle überein, das untere dagegen ist vielleicht dadurch zu erklären, dass dem Erdöl Spaltreste von Proteinen beigemischt sind gemäss den Ansichten NEUBERGS, wodurch auch der niedrige Siedepunkt dieser optisch aktiven Teile erklärlich wäre. Es ist aber auch möglich, dass optisch aktive Reste anderer Muttersubstanzen zu Grunde liegen, oder dass die Abnahme der Rechtsdrehung der Teile über dem unteren Minimum dadurch nur eine scheinbare ist, dass sich den rechtsdrehenden Teilen der weniger rechtsdrehenden Zwischenfraktionen linksdrehende beimischen. Bei dem Erdöl aus Pechelbronn (S. 22) lassen sich sogar deutlich drei Maxima der Rechtsdrehung erkennen.

e) Abweichend von den übrigen Erdölen zeigen die pennsylvanischen Öle nur geringe Gesamtaktivität, und auch das Maximum ist dementsprechend sehr niedrig (+ 1°), was entweder auf eine stärkere Racemisierung in Folge des hohen Alters

dieses im Devon und Silur sich findenden Erdöls, oder vielleicht auch stärkere Vernichtung ursprünglich vorhanden gewesener Aktivität in der Bildungs-*metamorphose* schliessen lässt, oder endlich, da für letztere Annahmen besondere Gründe keineswegs vorliegen, darauf, dass anderes Rohmaterial die Muttersubstanz dieses Erdöls abgegeben hat.

f) Eine Anomalie gegenüber allen übrigen Erdölen bildet das Erdöl von Java: es zeigt in seinen unteren Fraktionen Linksdrehung; mit steigendem Siedepunkt treten dann optisch inaktive, später rechtsdrehende Teile auf. Das dextrogyre Maximum zeigt dann gleiche Siedelage wie dasjenige aller übrigen Öle. Ich komme auf die Deutung dieses merkwürdigen Befundes weiter unten zurück.

#### V. VERHALTEN DES CHOLESTERINS UND DES PHYTOSTERINS BEIM ERHITZEN UND BEI DER DESTILLATION.

Die meisten der erhaltenen Resultate finden eine befriedigende Erklärung durch die Annahme des Cholesterins als Muttersubstanz der optischen Aktivität, womit natürlich alle cholesterinartigen Verbindungen, insbesondere auch die Phytostereine, inbegriffen sind.

Schon MARCUSSEON (1) hat, wie oben bemerkt, auf die Übereinstimmung des optischen Verhaltens eines Vakuum-Destillates der unverseifbaren Anteile aus Wollfettölen mit den von mir erzielten Vakuum-Destillaten eines Erdöls aus Galizien aufmerksam gemacht. In geradezu überraschender Weise stimmen nun aber nach weiteren von mir ausgeführten Versuchen die Siedepunkte der Fraktionen der optischen Maxima sämtlicher untersuchten Erdöle mit denen der entsprechend präparierten Cholesterindestillate überein.

Je nach der Art der Destillation des Cholesterins (2) erhält man verschiedenartige Produkte. Im Vakuum geht es so gut wie unzerlegt über und bleibt linksdrehend; destilliert man unter gewöhnlichem Druck rasch, so entsteht je nach Leitung der Destillation

(1) Chemiker-Zeitung, 1907 S. 419.

(2) Herr HULLARD hat mich dabei bestens unterstützt.

ein im ganzen rechtsdrehendes oder sogar, ähnlich wie bei Zuhilfenahme des Vakuums, ein schwach linksdrehendes Produkt.

Wie sehr die Drehungsrichtung der Einzelfractionen des Cholesterins von der Art und Weise der Destillation abhängig ist, zeigen die folgenden Resultate, welche R. ALBRECHT in meinem Laboratorium erhielt. Dabei wurden 25 gr. Cholesterin in einer 50 ccm - Retorte geschmolzen, dann sofort rascher Destillation unterworfen, in Fractionen von je 4 ccm aufzufangen und, im Verhältnis von 1:9 mit Chloroform verdünnt, polarisiert:

No.	Destillationsgrenzen (Thermometer im Dampf)	Rohrlänge	Sacch. <sup>o</sup>	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm
1	384 — 386 <sup>o</sup>	5 cm	— 6,0 <sup>o</sup>	— 24,0 <sup>o</sup>
2	386 — 400 <sup>o</sup>	2½ cm	— 3,5 <sup>o</sup>	— 28,0 <sup>o</sup>
3	— 400 <sup>o</sup>	2½ cm	+ 5,0 <sup>o</sup>	+ 40,0 <sup>o</sup>
4	400 — 405 <sup>o</sup>	2½ cm	+ 12,5 <sup>o</sup>	+ 100,0 <sup>o</sup>
5	405 — 420 <sup>o</sup>	2½ cm	+ 18,1 <sup>o</sup>	+ 144,8 <sup>o</sup>
6	— 420 <sup>o</sup>	2½ cm	+ 20,3 <sup>o</sup>	+ 162,4 <sup>o</sup>
	unbehandeltes Cholesterin	10 cm	— 14,0 <sup>o</sup>	— 352,8 <sup>o</sup>

Destilliert man eine gleiche Menge Cholesterin so, dass man die geschmolzene Masse vorher in der Retorte eine Stunde lang auf 200—300<sup>o</sup> hält und so lange die Destillate wieder zurück gibt, bis die zuerst übergehenden Teile sich im Retortenhals nicht mehr fest, sondern als Tropfen niederschlagen, so zeigen die im übrigen gleich geteilten Destillate bei direkter Polarisation die folgende Aktivität:

Bei den obigen Destillationstemperaturen für 1 Atm. Druck ist zu beachten, dass sie mit denjenigen der bei der Vakuum-Destillation erhaltenen Einzelfractionen der Erdöle, sowie auch der nächstfolgenden der Rektifikation der Cholesterindestillate nicht vergleichbar sind, selbst wenn man von 1 Atm. auf Vakuumdruck reduzieren würde, weil es sich dabei nicht bloss um

die Kochpunkte, sondern vielmehr um die Temperaturen handelt, bei denen sich die Dämpfe durch Zersetzung aus dem Cholesterin bilden.

Erhitzt man Cholesterin (5 gr.) während einer Stunde auf 350°, so zeigt das Produkt auch ohne Destillation schon starke Rechtsdrehung, während unter gleichen Verhältnissen bei 300° noch keine merkbare Abnahme der Linksdrehung zu beobachten war. Erst zwischen 300 und 350° scheint sonach innerhalb einer Stunde die Umkehrung der Drehungsrichtung von links nach rechts zu erfolgen.

No.	Destillationsgrenzen (Thermometer in der Flüssigkeit)	Rohrlänge	Sacch. <sup>o</sup>	Sacch. <sup>o</sup> 200 mm
1	zieml. konstant bei 410°	2½ cm	- 3,2°	- 25,6
2	410—420°	"	+ 10,2°	+ 81,6
3	420—422°	"	+ 12,8°	+ 102,4°
4	422—424°	"	+ 14,8°	+ 118,4
5	424—430°	"	+ 17,6°	+ 140,8
6	430—440°	"	+ 17,6°	+ 140,8

Durch Destillation von Cholesterin im Druckrohr für sich oder als Beimischung zu Fischtran werden ebenfalls rechtsdrehende Produkte erhalten, worauf ebenfalls schon MARCUSSON aufmerksam macht. Wiederholt man aber diese Druckdestillation, so geht, wie wir gefunden haben, die Rechtsdrehung zurück und verschwindet zuletzt.

Phytosterin (von Merck bezogen) verhält sich wie Cholesterin. Destilliert man es im Vakuum, so geht es scheinbar unzersetzt über und behält seine volle Linksdrehung, während bei nicht zu rascher Destillation unter gewöhnlichem Luftdruck stark rechtsdrehende Destillate erhalten werden, die im einzelnen, gelöst in Chloroform (1 : 9 gr. Chloroform) folgende Drehungswinkel (Sacch. Grade auf 200 mm Rohr) zeigen:

Fraktion I	. . . . .	+ 0
" II	. . . . .	+ 13,0
" III	. . . . .	+ 16,0
" IV	. . . . .	+ 12,0

Bei der Destillation des Phytosterins im Druckrohr, wobei über  $400^{\circ}$  erhitzt wurde, bildete sich ein hellgelb gefärbtes flüchtiges Destillat, dessen Lösung in Chloroform (1:9 gr) +  $6,4^{\circ}$  Drehung zeigte, eine auf Reinsubstanz berechnete sehr starke Rechtsdrehung, da das reine Phytosterin in Chloroform (1:9 gr)  $-10^{\circ}$  drehte. Bei wiederholter Druckdestillation verschwindet auch hier, wie beim Cholesterin, die optische Aktivität, beziehungsweise tritt Racemisierung ein. — Auch die optische Aktivität des Phytosterins zeichnet sich hiernach, ebenso wie diejenige des Cholesterins, durch sehr grosse Beständigkeit der Drehung, auch nach Umkehrung, von links nach rechts aus.

Um das Verhältnis der Siedetemperaturen der Cholesterindestillate, namentlich auch der Fraktionen mit dem Maximaldrehungsvermögen, gegenüber demjenigen der natürlichen Erdöle kennen zu lernen, wurden 20 Gramm Cholesterin zunächst dreimal aus einer Retorte umdestilliert, wobei ein Produkt von  $+112$  Sacch $^{\circ}$  Drehung (bei einem anderen Versuch wurden  $+128^{\circ}$  C beobachtet) gefunden wurde. Dieses ergab nun bei der Rektifikation im Vakuum die folgenden Drehungswerte:

KOCHPUNKTE DER CHOLESTERIN-DESTILLATE (1).

	Temp.—Grade 15 mm Druck	Sacch. $^{\circ}$ 200 mm	Bemerkung
1	100 — 193	— 1,2	dünfl. hellgelb
2	193 — 230	+ 57,0	„ „
3	230 — 245	+ 88,0	ölig fl. gelb
4	245 — 250	+ 104,0	„ „ dunkelgelb
5	250 — 258	+ 108,0	„ „ „
6	258 — 270	+ 118,0	zähfl. hellbraun
7	270 — 275	+ 128,0	„ braun
8	275 — 280	+ 144,0	„ „
9	280 — 288	+ 164,0	„ dunkler braun
10	über 288	minim. Rest	—

(1) Fraktion 1–6 im 50 mm-, 7–9 im 25 mm-Rohr, direkt beobachtet.

Obgleich vorerst das nähere Studium der Produkte der Destillation des Cholesterins und des Phytosterins noch nicht aufgegriffen werden konnte, muss doch angenommen werden, dass dabei Wasserabspaltung stattfindet. Tatsächlich wurde auch stets etwas Wasser als Spaltungsprodukt konstatiert. Immerhin erscheint es auffallend, dass die Elementaranalyse des Destillates von höchster Rechtsdrehung noch stark sauerstoffhaltig ist (gefunden C = 86,51 und 87,05; H = 11,49 und 11,74 entsprechend 3,00 und 1,21 O), während Cholesterin, (C<sub>27</sub>H<sub>44</sub>O) 4,20 enthält). Hiernach ist es keinesfalls notwendig, in dem hochaktiven Destillate des Cholesterins ein sauerstoffreiches Produkt anzunehmen. Es könnte beispielsweise auch ein Äther gebildet werden. Diese Frage bedarf noch näherer experimenteller Untersuchung.

Bemerkt sei übrigens, dass R. ALBRECHT bei Untersuchung der optischaktivsten Fraktion des galizischen Erdöls (+ 25 Sacch<sup>o</sup>) als Mittelwert von zwei gutstimmenden Analysen (C = 86,93 und 86,90; H = 12,14 und 12,28, sowie 0,56 S) 0,3% Sauerstoff (als Rest) nachgewiesen hat. Nimmt man an, dass gemäss der Drehung (+ 25 Sacch<sup>o</sup>) diese Fraktion etwa 1/7–1/6 des stärkstdrehenden Cholesterindestillates (164<sup>o</sup>) enthielte, so wären unter der Voraussetzung des oben konstatierten Sauerstoffgehaltes berechneter und gefundener Wert nicht weit auseinander. Damit soll aber noch keineswegs eine bestimmte Behauptung aufgestellt sein, denn auch diese Frage bedarf noch des weiteren Studiums.

Soviel geht aber aus diesen Resultaten und Betrachtungen hervor, dass das bis jetzt als das aktivste Erdöl erkannte galizische Erdöl, welches nur ca. 1% der stärkstdrehenden Fraktion enthält — von der unter der Voraussetzung, dass das Cholesterin die Muttersubstanz ist, wieder nur 1/7–1/6 von letzterer erforderlich wäre, um die optische Aktivität zu veranlassen — sehr geringe Mengen dieses Substrates genügen würden, um die Aktivität der Erdöle zu erklären. Es kommt dazu, dass bei dem mutmasslich starken Verlust an Substanz bei der Umwandlung der Fett- und Wachsreste etc. in Petroleum und bei der ganz ungewöhnlich grossen Beständigkeit der Cholesterin- und Phytosterinderivate samt ihrer optischen Racemisierung ein natürlicher Konzentrationsprozess der optisch aktiven Substanz stattfindet oder in früheren Perioden stattgefunden hat.

VI. KÜNSTLICHES ROHERDÖL UNTER ZUSATZ VON  
 CHOLESTERINDESTILLAT.

Auffallend wird die Übereinstimmung in Bezug auf das optische Verhalten mit den natürlichen Erdölen, wenn man, wie die gemeinschaftlich mit R. ALBRECHT ausgeführten Versuche zeigten, sich ein künstliches Gemisch von inaktiven Komponenten, z. B. Kaiseröl Schmieröl oder Vaselineöl und Erdwachs, welches wir als (inaktives) „Kunst-Rohöl“ bezeichnen, durch Zusatz der rechts drehenden Fraktionen langsam destillierten (1 Atm.) Cholesterins optisch aktiv macht (aktives „Kunst-Rohöl“) und nun der fraktionierten Destillation zuerst unter 1 Atm. Druck, dann im Vakuum unterwirft. Dabei wurden in 2 Proben, von denen die eine „künstliches Rohöl“ I, eine Gesamtdrehung von  $+ 4^{\circ}$  (Sacch.), die andere II, eine solche von  $+ 1,5^{\circ}$  besass, folgende Resultate erzielt :

DURCH ZUSATZ VON CHOLESTERINDESTILLAT AKTIVER KUNST-ROHÖLE.

I			II		
Grad	Druck mm Hg	Sacch. 200 mm	Grad	Druck mm Hg	Sacch. 200 mm
unter 165	1 Atm. -- 80	+ 0	unter 150	1 Atm. --	+ 0
165—235	80	+ 1,0	bis 190	ca. 20	+ 0,3
165—190	13	+ 2,4	190—225	14	+ 1,0
190—217	12	+ 2,4	225—250	15	+ 2,0
217—227	12	+ 2,8	250—270	15	+ 5,2
227—250	14	+ 18,0	270—280	14—15	+ 0,4
250—290	14	+ 40,0	280—285	14	+ 12,0
über 290	<b>kleiner Rest</b>		über 285	14	<b>+ schwächer aktiv ?</b>

Man ersieht hieraus, wie sich auch bei diesen durch Zusatz von rechtsdrehendem Cholesterindestillat aktiv gemachten Kunst-Rohölen die optischen Maxima in der Fraktion zwischen etwa 250 und 290° (Vakuum 14 mm) finden, gerade so wie dies nach der weiter oben gegebenen Zusammenstellung auch für die natürlichen Rohöle gefunden wurde.

Die Analogie des optischen Verhaltens der Rohöle mit demjenigen des Cholesterindestillates geht aber noch weiter. Wie schon oben bemerkt, kann Cholesterin leicht so destilliert werden, dass ein zwar im ganzen rechtsdrehendes Produkt entsteht, dass aber mit steigendem Kochpunkt zuerst linksdrehende, dann inaktive, zuletzt stark rechtsdrehende Öle übergehen. Ganz analog verhält sich das Erdöl von Java (siehe S. 24—25). Sämtliche untersuchten Java-Erdöle zeigen ein unteres, bei der Vakuumdestillation unterhalb  $190^{\circ}$  liegendes Maximum der Linksdrehung, welches bei dem Öl Roengkoet bis auf  $2,2$  Sacch $^{\circ}$  steigt, worauf die Destillate mit steigendem Kochpunkt durch  $\pm 0^{\circ}$  in Rechtsdrehung übergehen, deren Maximum die höchste Höhe bei dem Öl von Gogor mit  $+14,5$  bis  $15,8$  Sacch $^{\circ}$  erreicht. Die Übereinstimmung des optisch aktiven Bestandteils der Javaöle mit dem Cholesterindestillat wird geradezu überraschend, wenn man sieht, wie nicht bloß die Maxima der Kochpunkte der rechtsdrehenden hochsiedenden Fraktionen (siehe Zusammenstellung S. 24—25) übereinstimmen, sondern dass auch die linksdrehenden Teile jener Öle sich innerhalb derselben Siedegrenzen halten, wie der nach links drehende Anteil des Cholesterindestillates. Eine so weitgehende Übereinstimmung in den Kochpunkten zwischen Cholesterin-Destillaten bzw. Umkehrungsprodukten und den aktiven Teilen des Erdöls, wäre doch ein sehr merkwürdiges Spiel des Zufalls, und vorerst darf es doch wohl unter Heranziehung aller Momente zum mindesten als sehr wahrscheinlich bezeichnet werden, dass die optische Aktivität der Erdöle in der Hauptsache, zumal diejenige der hochsiedenden Maximalfraktionen, aus Umwandlungsprodukten des Cholesterins bestehen. Die linksdrehenden niedriger siedenden Teile könnten dann auf Cholesterin oder Umwandlungsprodukte desselben zurückgeführt werden, die noch nicht der Umkehrung von Links in Rechtsdrehung unterlegen sind.

Die Richtigkeit dieser Annahme vorausgesetzt, so spricht dieselbe auch noch dafür, dass bei der Bildung des Erdöls ein gewaltsamer Prozess mit eingegriffen hat.

Da die in Betracht kommenden Cholesterinstoffe sowohl tierischen (Cholesterin) als auch pflanzlichen (Phytosterin) Ursprungs sein können, lässt sich aus der Tatsache von Resten derselben an sich kein sicherer Schluss auf das Rohmaterial des Erdöls selbst—ob tierischen oder pflanzlichen Ursprungs—ziehen. Zwei von mir bis jetzt untersuchte Algenwachse waren

nicht optisch aktiv, auch Erdwachs ist es nicht; das Seeschlick-bitumen ist zwar nach meiner Feststellung entschieden rechtsdrehend; da aber Poroné nachgewiesen hat, dass die Begleitreste desselben mindestens ebenso stark tierischer als pflanzlicher Art sind, so ist auch darin kein Anhaltspunkt für die eine oder die andere Auffassung geboten. Montanwachs, unraffiniert, ist zwar optisch aktiv (das raffinierte nicht), doch hat meines Erachtens das Montanwachs der Braunkohle mit Petroleum ebensowenig etwas zu tun, wie das Bitumen der Steinkohle, dessen Abstammung weiter oben erörtert wurde.

Dass das Fett der Meeresfauna, soweit bekannt, reich an Cholesterin ist, darf als bekannt vorausgesetzt werden, doch können auch daraus mangels genügender Durchforschung dieses Gebietes noch keine sicheren Schlüsse zu Gunsten der animalen Hypothese gezogen werden.

Soviel aber darf auf Grund unserer bis jetzt erlangten Kenntnisse angenommen werden, dass ebenso wie es in der Natur keine Fauna ohne Flora und keine Flora ohne Fauna gibt, so auch in den Erdölen ebensowohl die Reste tierischen, als pflanzlichen Lebens zu erblicken sind, und dass je nach örtlichen und klimatischen Verhältnissen mehr das eine oder mehr das andere Material den Hauptteil des Substrates für die Bildung des Erdöls abgegeben haben.

#### SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DEN VORSTEHENDEN UNTERSÜCHUNGEN.

Die Ergebnisse meiner bisherigen experimentellen Arbeiten im Verein mit denjenigen anderer Fachgenossen dieses Wissensgebietes glaube ich in den folgenden Sätzen zusammenfassen zu können. Ich möchte diese jedoch nicht als definitive Fassung meiner Ansichten festgelegt wissen, denn auf einem Forschungsgebiete, bei dessen weiterer wissenschaftlicher Bearbeitung durch Geologen, Physiker und Chemiker noch immer neue Erscheinungen beobachtet und neue Klarstellungen erwartet werden, ist zurzeit noch nicht an eine endgiltige Fassung zu denken. Es sollen damit nur die wichtigsten Postulate bisheriger Forschung zusammengefasst und zur Diskussion gestellt werden; auch bieten sie vielleicht Anregung zu weiterer Bearbeitung und Prüfung. Dass ich mir vorbehalte, die Sätze später

nach Sinn und Wortlaut gemäss dem Stande der Erdölforschung zu modifizieren und zu ergänzen, bedarf nach dem eben Gesagten wohl keiner besonderen Rechtfertigung.

I. Das Petroleum ist in der Hauptsache aus den Fettstoffen (feste und flüssige Fette, Fettwaxse und Wachse) untergegangener tierischer und pflanzlicher Lebewesen entstanden, nachdem die übrigen organischen Bestandteile derselben durch Fäulnis und Verwesung sich zersetzt hatten. Indirekt können daran auch — doch nur in geringem Masse — die Eiweissstoffe durch Abspaltung von Fettsäuren beteiligt sein.

II. Die Umwandlung der Fettstoffe in Petroleum hat sich unter sehr verschiedenen Bedingungen des Druckes, der Temperatur und in langen Zeitperioden von verschiedener Dauer vollzogen.

III. Die Verschiedenheit der natürlichen Erdöle ist in der Hauptsache durch die verschiedenen Bildungsbedingungen (Druck, Temperatur, Zeit) verursacht und erst in zweiter Linie durch die Natur der Fettstoffe verschiedener Abstammung.

IV. Insoweit es sich um gewöhnliche Fette (Glyceride) handelt, bestand der erste Vorgang des Abbaues wahrscheinlich in der Abspaltung des Glycerins durch Wirkung von Wasser oder von Fermenten, oder von beiden, und also der Ausscheidung freier Fettsäuren. Der Abbau der Wachse kann auch — muss aber nicht — ohne vorherige Verseifung vor sich gegangen sein.

V. Die Möglichkeit der Bildung weiterer Abbau-Zwischenprodukte durch Abspaltung von Kohlensäure und Wasser ist anzunehmen.

VI. Der endgiltige Übergang dieser Fett-, Wachs- u. s. w. Reste in Erdöl vollzog sich in zwei Stadien; 1. primär: in einer wahrscheinlich langsam verlaufenden gewaltsamen Zersetzung derselben entweder nach Analogie der Druckdestillation oder unter Wärme-Druckwirkung ohne Destillation in gesättigte und ungesättigte Spaltstücke (Kohlenwasserstoffe); 2. sekundär: in einem darauf ganz allmählich vor sich gehenden Wiederaufbau komplexerer Molekeln (Schmieröle) durch Polymerisation und Addition, sowie der Bildung von Naphtenen

durch Umlagerung aus ungesättigten Spaltstücken der primären Zersetzung, eventuell auch noch der Bildung asphaltartiger Produkte durch Anlagerung von Sauerstoff und von Schwefel.

VII. Die optische Aktivität der Erdöle ist auf die Beimischung relativ ganz geringer Mengen einer stark aktiven Ölfraktion zurückzuführen, deren Hauptbestandteil wahrscheinlich aus Cholesterinen (inkl. Phytosterinen) entstanden ist. Geringe Beimischungen aktiver Substanzen stammen vielleicht auch von Spaltprodukten der Proteine, von Harzen, Gerbsäuren, etc.

---

# VERSUCH EINER PHYSIKO- CHEMISCHEN THEORIE DER ERDÖLGÉOLOGIE.

M. A. RAKUSIN.

---

Die physiko-chemischen Betrachtungen auf dem Gebiete der Erdölgeologie, die den Gegenstand unseres heutigen Vortrages bilden sollen, beruhen wesentlich: auf der polarimetrischen Prüfungsmethode der Erdöle und ihren Konsequenzen und auf dem Fraktionierungsprincip von DAY, d. h. auf dem Prinzip der natürlichen Filtration der Erdöle durch poröse Massen der oberhalb liegenden Schichten. Wir wollen deshalb die geschichtliche Entwicklung und die gegenwärtigen Ergebnisse dieser zwei Betrachtungsweisen in der Erdölforschung in kurzen Zügen skizzieren.

## I. DIE AKTIVITÄT DER ERDÖLDESTILLATE.

Im Jahre 1835 wies BIOT auf die optische Aktivität des Erdöles hin und auf die Bedeutung dieser Eigenschaft für die Erklärung seines Ursprunges. Diese merkwürdige Arbeit blieb aber vergessen, und erst 1904 rief sie WALDEN ins Leben zurück (1).

1884 erschien die klassische Arbeit von MARKOWNIKOW und OGLOBLIN „Die Untersuchung der kaukasischen Naphta“; in dieser Arbeit ist auch der Zirkularpolarisation ein kurzes Kapitel gewidmet, in dem die genannten Forscher mitteilen, dass sowohl „die weisse kaukasische Naphtha“ im entfärbten Zustande, als auch die farblosen Naphthadestillate gar keine Ablen-

---

(1) Eine eingehende Würdigung der Arbeit von BIOT gab ich im „Petroleum“ 1906.

kung des polarisierten Lichtstrahles hervorrufen. Auch diese Beobachtung scheint vergessen geblieben zu sein, denn soviel ich die Literatur kenne, hat sich niemand auf dieselbe je bezogen.

1888 erschien das Werk HÖFERS „Das Erdöl und seine Verwandten“, und soweit die damaligen literarischen Daten ausreichten, erklärt HÖFER das Erdöl als inaktive Substanz.

1897 lesen wir bei RUDOLF BENEDIKT in seinem Werke „Die Analyse der Fette und Wachsarten“ (p. 206), dass DEMSKI und MORAWSKI (1) ihrerseits ein einziges Mal ein rechtsdrehendes Mineralöl gesehen haben. Auch dieses wurde vergessen.

1898 machte SOLTSIEN die merkwürdige Entdeckung, dass weisse Mineralöle aus kaukasischer Naphtha, namentlich aus Ramaval, rechtsdrehend sind, und dass die Rotationskonstanten mit dem spez. Gew. der Destillate zunehmen. Zu unserer grössten Verwunderung müssen wir bemerken, dass auch diese schöne Arbeit ohne jeglichen Einfluss auf die Chemie des Erdöles blieb, und erst WALDEN (1904) entdeckte die Arbeit SOLTSIENS zusammen mit der von BIOT.

Im Jahre 1900 machte Tschugajeff, ohne von den Arbeiten seiner Vorgänger zu wissen, die Beobachtung, dass Vaselineöl aus Naphtha optisch aktiv ist; Tschugajeff zog aus dieser Beobachtung die entsprechenden Schlüsse über die Entstehung des Erdöles. Er liess aber seine Beobachtungen nicht veröffentlichen.

Im Januar 1904 teilte mir Tschugajeff seine Beobachtung und seine Ansichten mit; ich hielt diese eben, da ich damals überzeugter Anorganiker in Fragen über die Genesis der Erdöle war, für so wichtig, dass ich mich entschloss, die erhaltenen Mitteilungen an einer Reihe von Mineralölen verschiedener Provenienz zu kontrollieren. Das war der Beginn meiner optisch-chemischen Erdölstudien, und meine erste Mitteilung erschien in No. 4 der Sitzungsberichte der Russ. Phys.-Chem. Ges. in St.-Petersburg. In derselben Nummer erschien eine kurze Notiz von Tschugajeff, in der er von seinen unveröffentlichten Beobachtungen des Jahres 1900 spricht.

Im April 1904 erschien die erwähnte Mitteilung von WALDEN,

(1) Die Original-Literatur wird nicht angegeben.

in der er die Arbeiten von BIOT und SOLTSIEN entdeckt, und in der er darauf hinweist, dass er bereits 1900 sich auf Grund der optischen Aktivität der Erdöle für den organischen Ursprung derselben aussprach, welche Tatsache, wie man sieht, von 1900 bis 1904 vergessen blieb. Die Mitteilung WALDENS erschien eben, um seine Priorität in dieser Frage in Erinnerung zu bringen. Mit Rücksicht auf das Gesagte erscheint es ganz unerklärlich, wie NEUBERG (1) in seiner letzten Mitteilung der K. Preussischen Akademie der Wissenschaften behaupten konnte, dass die Frage über die Entstehung der Erdöle seit 1900 in eine neue Phase getreten sei. Von 1900 bis 1904 ist meines Wissens nämlich keine einzige optisch-chemische Erdölarbeit erschienen, und alle früheren Arbeiten, selbst jüngsten Datums, blieben leider vergessen. Auf die Beobachtung von MARKOWNIKOW und OGLOBLIN wies ich zuerst in meiner Schrift „Die Untersuchung des Erdöles“ hin, während auf die Daten von DEMSKI und MORAWSKI, die also vor SOLTSIEN erschienen, hier zuerst hingewiesen wird.

Meine Arbeiten wurden auf eine ganze Reihe von Erdölen ausgedehnt, und die meisten Erdöle der Erde erwiesen sich als rechtsdrehend. Es gelang noch keinem einzigen Forscher, ein linksdrehendes Erdöl zu sehen, wie ein solches in den Händen von BIOT war. Dass aber theoretisch rechts- und linksdrehende und inaktive Erdöle möglich sind, versteht sich von selbst und wurde bereits a. a. O. berichtet. Späterhin werden wir sehen, dass Fragen der Racemisation der Erdöle sich auch mathematisch ableiten lassen.

## II. DAS VERHALTEN DER ROHEN ERDÖLE GEGEN DAS POLARISIERTE LICHT.

Wir haben nun gesehen, dass man die optische Aktivität des Erdöles nicht am Rohöl selbst, sondern an seinen Destillaten erkennt. Das „le Naphte“ von BIOT war sorgfältig fraktioniert, und die von andern Forschern untersuchten Objekte waren entweder technische oder Laboratoriumsdestillate. Nur ein einziges Mal wurde auch ein Rohöl polarimetrisch untersucht. Das war nämlich das helle Erdöl von SURACHANY, welches MARKOWNIKOFF

(1) „Petroleum“ 1907, No. 18.

und OGLOBLIN 1884 als inaktiv erkannten (1). Auch dieses vollkommen durchsichtige Erdöl fanden die genannten Forscher für notwendig, durch Knochenkohle zu entfärben. Meine späteren Versuche ergaben, dass nicht nur die dem Surachanyschen Erdöle analoge Rohöle, sondern auch ganz dunkel gefärbte Maschinenöle den polarisierten Lichtstrahl bei einer Rohrlänge  $l = 200$  mm sehr gut durchlassen. Was nun die sehr dunkel gefärbten, undurchsichtigen Rohöle anbetrifft, so habe ich die, selben in verdünnten Benzollösungen polarimetrisch untersucht, welche Methode ich auch auf die verschiedenen Destillationsrückstände anwandte; und da stellte sich hierbei die ganz merkwürdige Eigenschaft sämtlicher Erdöle der Erde heraus, nämlich dass dieselben selbst bei sehr grosser Verdünnung den polarisierten Lichtstrahl nicht durchlassen, und dass dieser Undurchlässigkeitsgrad bei jedem Fundorte, also bei jeder geologischen Formation, ein anderer ist.

Ich nannte diese Erscheinung, wegen ihrer Analogie mit den von TYNDALL (2) beobachteten, das optische Phänomen von TYNDALL, und erst später teilte mir Dr. RICHARD ZYGMONDI (3) brieflich mit, dass er diese Erscheinung als ein ganz neues Phänomen betrachtet. Als Grund der Erscheinung erkannte ich die „kohligen Substanzen“, die sich dem polarisierten Lichtstrahl gegenüber wie feste Körper verhalten. Die Erdöle erwiesen sich also als optisch inhomogene Flüssigkeiten. Vom Standpunkte der physikalischen Chemie lassen sich die Erdöle, wie alle Lösungen überhaupt, in optisch leere, optisch halbdurchsichtige und optisch undurchsichtige einteilen, und wir finden tatsächlich in der Natur Beispiele für Erdöle jeder der erwähnten 3 Klassen; ja, wie wir später sehen werden, lassen sich all diese Erdölklassen auch rein mathematisch ableiten.

(1) In meiner Schrift „Einige Beobachtungen über optisch leere Erdöle“ („Petroleum“ 1907, p. p. 599–602.) habe ich u. a. bewiesen, dass auch das Erdöl von Surachany rechtsdrehend ist.

(2) Die Bedeutung des TYNDALL'schen Phänomens für die Erdölgeologie war Gegenstand meines Vortrages am II. internationalen Petroleum-Kongress 1905 in Lüttich.

(3) Wie ich bereits a. a. O. mitteilte, hat diese Eigenschaft der Erdöle grosse Bedeutung für die Mikrochemie und Ultramikroskopie derselben.

Als weitere Konsequenz der „optischen Undurchsichtigkeit“ der rohen Erdöle erscheint die wohl begründete Annahme, dass man in jedem erdölbildenden Prozess zwischen einer **Bildungsperiode** und einer **Verkohlungsperiode** (1) unterscheiden muss. Mathematisch würde sich das gesagte folgendermaßen ausdrücken lassen:

$$A = b + v \dots \dots \dots (I).$$

In dieser Formel bedeuten: A = das geolog. Alter eines Erdöles.  
 b = die Bildungsper.           "           "  
 und v = Verkohlungsper.       "           "

Es soll nun eine mathematische Diskussion dieser Gleichung gegeben, ferner sollen auch andere Momente in Betracht gezogen werden, die für die Beurteilung des relativen Alters von Erdölen von Bedeutung sind.

### III. ÜBER DAS VERHALTEN DER ERDÖLDESTILLATE UND DER OPTISCH LEEREN ERDÖLE GEGEN CHOLESTERINREAGENZIEEN.

Die optische Aktivität der Erdölderivate steht, wie wir gesehen haben, ausser jedem Zweifel. Ich habe mir nun die Frage gestellt: welche Ursache mag dieser Erscheinung zu Grunde liegen? Würde sich vielleicht irgend eine optisch aktive Substanz aus dem Erdöle isolieren lassen?

Gleichzeitig und unabhängig von mir arbeitete an dieser Frage MARCUSSON. Auf Grund seiner Versuche mit künstlichen Schmierölen sah er sich veranlasst, anzunehmen, dass die Zersetzungsprodukte des Cholesterins die Ursache der Rotation wären. Im Juli 1906 gelang es mir, die Ansichten MARCUSSONS an einer ganzen Reihe von Erdölen experimentell zu bestätigen. Es stellte sich nämlich heraus, dass sämtliche Erdöldestillate prachtvolle Färbungen mit den TSCHUGAJEFF'schen Cholesterinreagenzien geben, und dass diese Färbungen mit den Rotationskonstanten, mithin auch mit dem spez. Gew. etc. an Intensität zunehmen. Ich habe diese Erscheinung in ihren verschiedenen Konsequenzen in einer speziellen Abhandlung in der Chem. Ztg. 1906, No. 85,

(1) Diese Begriffe wurden zuerst in meiner Abhandlung über das Erdöl von Pennsylvania entwickelt. (Chem. Ztg. 1905, p. 311).

beschrieben. Die Frage scheint von grösster Bedeutung für die Entwicklung der Erdölchemie zu sein, da sie zahlreiche Arbeiten zur Folge hatte (1). Ganz besonders seien die Arbeiten von MARCUSON (Mai 1907) und die von NEUBERG (2) (Juni 1907) hervorgehoben. MARCUSON gelang es, auf jodometrischem Wege nachzuweisen, dass die Ursache der Rotation sowohl bei den Destillaten des Erdöls, als auch bei denjenigen der Asphalte, wesentlich die Cholesterine sind, wie das auch aus meiner Arbeit hervorging. Dagegen teilte NEUBERG in seiner letzten Abhandlung über künstliches optisch aktives Petroleum mit, dass es ihm aus cholesterinfreiem Material, namentlich aus völlig reiner Ölsäure und etwas *d*-Valerjansäure gelang, Destillate zu erhalten, die analog den Erdöldestillaten aktiv sind, wobei die Ablenkungen mit dem Siedepunkt zunehmen und die bekannten Cholesterinreaktionen geben. Diese Arbeit stellt, wie wir sehen, die Ansichten von mir und MARCUSON in Frage. Mit Rücksicht darauf, dass die Arbeiten von MARCUSON und NEUBERG noch nicht abgeschlossen sind, ist hier auf dieselben nur hingewiesen.

Die Arbeit über die Cholesterine erscheint noch insofern von Interesse, als es mit Hilfe der Cholesterinreagenzien Produkte der Racemisation und der Zersetzung bei Erdölen verschiedener Herkunft nachzuweisen gelingt. Von welcher Bedeutung diese Tatsache für die physikalisch-chemische Erdölgeologie ist, werden wir später sehen.

Zuletzt sei erwähnt, dass ich die Cholesterinfrage in der Erdölchemie, ihre Geschichte und gegenwärtige Entwicklung, im „Petroleum“ 1907, p. p. 797–803, sehr eingehend besprochen habe.

#### IV. DAS FRAKTIONIERUNGSPRINZIP VON DAY.

Auf dem I. Petroleumkongress in Paris 1900 machte der amerikanische Geologe DAVID DAY eine Mitteilung unter folgendem Titel: «Les variations des caractères des huiles brutes de la Pensylvanie et de l'Ohio». Dem Inhalt dieser hochinteressanten Arbeit habe ich in meiner Schrift „Die Untersuchung des Erdöls und seiner Produkte“ ein spezielles

(1) Sitzungsberichte d. k. Akad. der Wissenschaften (1907).

(2) In dieser Arbeit bleibt oft die spezielle Literatur jüngsten Datums ohne Berücksichtigung.

Kapitel gewidmet. In demselben Werk habe ich ferner gezeigt, welche schöne Beziehungen zwischen den DAY'schen Phänomenen, die sich im Innern der Erde ohne Zweifel abspielen, und den optischen Eigenschaften der Erdöle existieren. Wie wir später sehen werden, haben die auf Grund dieser Tatsachen gezogenen Schlüsse über das relative geologische Alter verschiedener Erdöle seitens der Geologen Bestätigung gefunden. Es erübrigt hier noch zu erwähnen, dass ausser DAY auch andere Gelehrte ihrerseits analoge Gedanken entwickelten, dieselben blieben aber, wie das leider oft in der Geschichte der Wissenschaft vorkommt, vergessen. Zunächst stellte es sich heraus, dass der österreichische Geologe KLAUDIUS ANGERMANN fast gleichzeitig und unabhängig von DAY zu analogen Schlüssen über die genetischen Beziehungen zwischen den Erdölen einer bestimmten Region kam. Aber auch in der früheren Literatur lassen sich Vorgänge von DAY konstatieren. Ganz besonders reife Ideen entwickelten die russischen Geologen KOSCHIN, SSOROKIN und SIMONOWITSCH gegen 1888 (1). Diese Ideen waren das Resultat der Untersuchungen der genannten Forscher über die Erdöle der Halbinseln Taman und Apscheron, und insofern von Interesse, als sie nicht nur 12 Jahre vor DAY, sondern auch 16 Jahre vor der Entdeckung der optischen Eigenschaften der Erdöle ausgesprochen wurden. Zuletzt sei erwähnt, dass die DAY'schen Ideen immer grössere Verbreitung finden, und dass sich ENGLER, ALBRECHT und GRAEFE in Deutschland, CHARITSCHKOFF in Russland und ATTILIO MLEGGIO in Italien ganz besondere Verdienste darum erworben haben.

#### V. ANWENDUNG DER PHYSIKO-CHEMISCHEN LEHREN AUF DIE GEOLOGIE DES ERDÖLS.

Meine optisch-chemischen Erdölstudien brachten mich natürlich auf den Gedanken über den unzweifelhaft organischen Ursprung des Erdöles. Gegen 1905 sprach ich ferner die Überzeugung aus, dass die Frage über die Genesis der Erdöle, d. h. über den wahrscheinlichen Ursprung derselben und den genetischen Zusammenhang zwischen Erdölen verschiedener Horizonte, nur durch die gemeinschaftlichen Anstrengungen von Chemikern und Geologen entschieden werden kann.

(1) Näheres hierüber in meinem Bericht an das Geolog. Komm. in St. Petersburg (1907) „Über das Erdöl von Berekey“.

Kaum ein Jahr darauf, namentlich im Februar 1906, teilte mir das Geologische Komitee in St. Petersburg mit, dass auch die Geologen das Bedürfnis empfinden, ihre Arbeiten über das Erdölvorkommen chemisch zu beleuchten. Ich erhielt zugleich den Vorschlag, parallel mit den Geologen zu arbeiten, d. h. jedem erbohrten Erdöl eine polarimetrische Prüfung nach üblichem Schema zu widmen. Ich nahm diesen Vorschlag mit desto grösserer Freude an, als mir auf diese Weise die Gelegenheit geboten wurde, meine chemisch-geologischen Schlüsse durch Rücksprache mit erfahrenen Geologen auf ihre Richtigkeit zu prüfen.

Zu jener Zeit hatte ich nur das pennsylvanische Erdöl und etwa 4 Erdöle kaukasischer Herkunft untersucht. Meine erste Frage war nun, ob wirklich meine Schlüsse über das relative geologische Alter kaukasischer Erdöle mit den Beobachtungen der Geologen an den Fundorten zusammenfallen, d. h. ob wirklich das helle Erdöl von Suracham zu den jüngsten Erdölbildungen, und das von Grosny zu den ältesten Bildungen gehören.

Die Antwort war positiv, wie aus folgender Zusammenstellung zu ersehen ist:

TABELLE I.

No.	Erdölfelder	Geologische Formationen	Anmerkungen
1	Suracham	Pliocän	Dieses Erdöl ist optisch leer (1)
2	Bäbi-Eybath	Ober-Miocän	
3	Balacham		
4	Stabuntschi		
5	Binagady	Mittleres Miocän	
6	Grosny		
7	Berekey	Unteres Miocän	und vielleicht auch Oligocän

(1) Zur Zeit habe ich 3 optisch leere Erdöle untersucht: aus Suracham, aus dem Kaukasus und aus Veleija und Montechino in Italien. — Näheres hierüber s. „Petroleum“=1907, p. p. 599—602.

Diese wertvollen Daten verdanke ich der Liebenswürdigkeit des ausgezeichneten russischen Geologen DEMETRIUS GOLUBJATNIKOW. Wir sehen also, dass diese Tabelle mit den Angaben in meiner ersten Mitteilung über das Phänomen von TYUDALL sehr gut übereinstimmt.

Seitdem häufte sich bei mir ein reichhaltiges Material über Erdöle verschiedener Herkunft an, und zwar aus der Heiligen Insel (2), Berekey (2), Bibi-Eybath (2) (55 Erdöle), Fergan'schem Gebiet (1) (2 Erdöle), Italien (2 Erdöle), Galizien (2 Erdöle), Rumänien (6 Erdöle), Krim, Elsass, Tegernsee, von der Uchta (2) (2 Erdöle) u. s. w. Es würde mich natürlich zu weit führen, wollte ich die Ergebnisse dieser Arbeiten hier vorführen. Manche dieser Arbeiten sind noch nicht abgeschlossen, und die Bedeutung mancher Zahlen ist mir noch nicht ganz klar.

Es seien hier nur einige der gegenwärtigen optischen Daten über kaukasische Erdöle mit der Tabelle I verglichen, um hier nun zu überzeugen, welche physiko-chemische Korrektur die polarimetrische Methode in die Betrachtungen des Geologen hineinragen und umgekehrt, welche Richtung die Geologie der exakten physiko-chemischen Erdölforschung geben könnte. Nur auf diesem, wenn auch langsamen und schweren Wege können wir eine neue Disziplin begründen, namentlich die physikalisch-chemische Geologie der Erdöle.

Fürs erste wollen wir nun eines der wichtigsten Kapitel dieser Disziplin betrachten, namentlich „Über das relative geologische Alter von Erdölen verschiedener Horizonte und verschiedener Fundorte“.

Wir haben bereits gesehen, dass das geologische Alter eines Erdöles sich auf Grund des Gehaltes an kohligem Substanzen aus 2 Elementen zusammensetzen lässt (Vergl. p. 4, Gleichung (I)).

Nun lehrt uns aber die Polimetrie der optisch leeren Erdölderivate und ganz besonders das Verhalten derselben gegen die Tschugajew'schen Cholesterinreagenzien, dass wir es bei den Erdölen auch mit racemosen Gemischen zu tun haben können, und dass letzteren unter Umständen auch Zersetzungsprodukte beigemischt sein können.

(1) Während der Untersuchung der Fergan'schen Erdöle kam ich auf die Cholesterinreaktionen.

(2) Unter der Presse.

In meiner ersten Mitteilung über das Verhalten der Erdöle gegen Cholesterinreagenzien habe ich gezeigt, dass sich racemisierte Produkte ganz besonders im pennsylvanischen Erdöl (1) nachweisen lassen; später habe ich in der Abhandlung über optisch leere Erdöle auch zwei italienische Erdöle als racemose Gemische anerkannt, und es liessen sich bei letzteren auch geringe Beimengungen von Zersetzungsprodukten nachweisen.

Beachten wir nun ferner, dass Filtrationsphänomene im Sinne von DAY in der Natur unzweifelhaft stattfinden, so kommen wir zur Überzeugung, dass auch die Filtrationsdauer (s. u.) bei gewissen Erdölen als weiteres Element des geologischen Alters derselben in Betracht kommen.

Wollen wir uns nun bemühen, auf Grund der erwähnten Tatsachen eine Skala des geologischen Alters zunächst für kaukasische Erdöle aufzustellen. Wollen wir ferner sehen, welcher Platz in dieser Skala dem Grosny'schen Erdöle einzuräumen wäre. Wie lässt sich die Frage über das geologische Alter des pennsylvanischen Erdöles und seiner Analoge beantworten, und schliesslich, wie würde sich auf Grund unserer physiko-chemischen Betrachtungen der Begriff des geologischen Alters von Erdölen mathematisch ausdrücken lassen? Parallel wollen wir nun die Frage entscheiden, ob bei Erdölen verschiedener Fundorte, aber gleichen geologischen Alters, auch die optischen Daten gleich sind. Die rumänischen Erdöle, die bekanntlich mit den kaukasischen in ähnlichen geologischen Verhältnissen lagern, bieten uns die Möglichkeit, eine ähnliche Frage zu beantworten. Die wertvollen Erdölmuster verdanke ich der ausserordentlichen Liebenswürdigkeit des Herrn Dr. S. AISIMAN in Câmpina, dem auch an dieser Stelle mein wärmster Dank ausgesprochen sei.

(1) Vielleicht wäre hierauf das geringe Drehungsvermögen der pennsylvanischen Erdöldestillate zurückzuführen.

TABELLE II.

Skala der optischen Undurchsichtigkeitskoeffizienten einiger kaukasischen Erdöle auf ihres wahrscheinlichen geologischen Alters.

N No.	Fundorte	Spec. Gew. 15° C.	Undurchsichtigkeitskoeffizienten (K)	Anmerkungen
1	Surachany	0,7813	100%	Optisch leeres Erdöl  Diesem Erdöl muss aus optisch-chemischen Gründen ein besonderer Platz eingeräumt werden.
2	Anapa (2)	0,8171	2 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> %	
3	Balachany	0,8760	1/2%	
4	Berekey	0,8732	1/4%	
5	Bibi-Eybath	0,8657 Δ)	1/1%	
6	Heilige-Insel	0,9138	1/8%	
7	Grosny	0,8707	1/21%	

In dieser Reihenfolge steigt, wie ich mir vorstelle, das geologische Alter der zur Zeit untersuchten kaukasischen Erdöle; dasselbe soll nämlich dem Undurchsichtigkeitsgrade in Bezug auf das polarisierte Licht proportional sein. Für „optisch leere“ Erdöle, wie die von Surachany, Veleija und Montechino, beträgt die Grösse  $K$  des Undurchsichtigkeitskoeffizienten = 100; für halbdurchsichtige Erdöle, die also kohlige Substanzen enthalten, ist  $K \geq 1$ , und je grösser der Gehalt eines Erdöles an kohligem Substanzen desto geringeren Bruchteil von 1 bildet die Grösse  $K$  (3). Das theoretische Minimum dieser Grösse ist also:  $K = \frac{1}{\infty} = 0$  (4).

Vergleichen wir die Daten der Tabellen I und II, so sehen wir, dass dieselben nicht ganz vollkommen übereinstimmen. Es ist dies Sache der späteren Forschungen, zu entscheiden, welche

(1) In 1/6% der Benzollösungen.

(2) Einen gleichen Undurchsichtigkeitskoeffizienten besitzt auch das pennsylvanische Erdöl, welches in einigen Beziehungen dem Erdöl aus Anapa analog ist.

(3) In natürlichen Erdölen habe ich noch eine Grösse  $K < \frac{1}{32}$  gesehen. Bei einigen Erdölen aus dem Fergan'schen Gebiet und bei dem Erdöl vom Schwarzen Istrysch ist  $K = \frac{1}{32} \frac{1}{6}$ .

(4) Bei Graphit, bei den Steinkohlen etc. ist  $K$  in Bezug auf die üblichen Lösungsmittel = 0.

Daten der Wahrheit näher treten. Nur eins lässt sich mit Sicherheit behaupten: dass der chemische Sinn dieser Daten unwiderleglich ist.

Jetzt kommen wir auf das erwähnte relative optische Verhalten kaukasischer und rumänischer Rohöle zurück.

TABELLE III.

N. No.	Fundorte	Formationen	D 15° C.	K in $\frac{1}{4}$ der $C_4H_{10}$ Lösung	Anmerkungen
1	Câmpina	Pliocän	0,8380	$\frac{1}{4}$ %	Die geologischen Daten sind der Monographie von Popovici (p. 15) entnommen.
2	Buștenari	"	0,8588	$\frac{1}{16}$ %	
3	Câmpina *)	Ober-Miocän	0,8734	$\frac{1}{4}$ %	Vergl. Bericht über Bibi-Eybath.
4	" *)	Tiefer Miocän	0,8843	$\frac{1}{16}$ %	
5	Buștenari*)	Oligocän	0,8415	$\frac{1}{4}$ %	
6	Sarata *)	Pliocän	0,8534	$\frac{1}{4}$ %	Optisch gehört also Sarata einem abgesonderten Basin an.

Aus dieser Tabelle ist nun zu ersehen, wie sich die optisch-chemischen und geologischen Daten der rumänischen Erdöle gegenseitig beeinflussen lassen. Auch hier ist es Sache des Geologen, die einzelnen Widersprüche zu erklären. Vielleicht stellt es sich später, wie bei manchen anderen Erdölen heraus, dass die Widersprüche nur scheinbare sind (s. u.). Im allgemeinen liegen die Grössen für K bei den rumänischen Erdölen ziemlich nahe den analogen Grössen für die Erdöle von Balachany, Berekey und Bibi-Eybath (2). Was aber besonders auffallend ist, das ist die geringe Differentiation der physiko-chemischen Konstanten bei den rumänischen Erdölen im Vergleich zu den kaukasi-

\*) Die geologischen Daten für diese 4 Erdöle, sowie alle untersuchten Erdölmuster aus Rumänien, verdanke ich der ausserordentlichen Liebenswürdigkeit des Herrn Dr. AISINMAN.

(1) Das Erdöl von Binagady habe ich noch nicht untersucht.

(2) Für Câmpina und Bibi-Eybath (Ober-Miocän) haben wir die gleiche Grösse  $K = \frac{1}{4}$  % (in  $C_4H_{10}$ ). Auch die entsprechenden Dichten sind fast gleich.

sehen. Während bei letzteren (1) vom Plyocän bis zum tiefen Miocän die Grösse  $K$  in Grenzen von 100 bis  $\frac{1}{34}\%$  variiert, sind bei den rumänischen Erdölen die äusseren Grenzen für  $K = \frac{1}{8}$  bzw.  $\frac{1}{8}\%$ , und weichen die optisch-chemischen Daten von den geologischen bedeutend ab. Auf diese merkwürdige Tatsache habe ich im vorigen Jahre bei der Besprechung der Monographie von POPOVICI hingewiesen (2). Welche physiko-chemischen Gründe man sowohl für die geringe Differentiation der Eigenschaften bei rumänischen Erdölen annehmen könnte, als auch für die erwähnten Abweichungen der Undurchsichtigkeitskonstanten von den geologischen Daten werden wir später sehen.

Analoge Fragen wie bei den rumänischen Erdölen können die Geologen auch bei anderen Erdölen stellen. So weist zum Beispiel HANS HÖFER darauf hin, dass das pennsylvanische Erdöl nach der Grösse  $K = 2\frac{1}{2}$  zu den jüngsten Naphthabildungen der Erde gehören sollte, was in Wirklichkeit nicht der Fall ist.

Für diesen und ähnliche Fälle muss man folgendes im Auge haben:

1) Dass direkt vergleichbar nur die einander untergeordneten Erdöle sind, d. h. Erdöle einer bestimmten Region.

2) Dass man jedesmal bei der Beurteilung des geologischen Alters von Erdölen genau wissen muss, ob man mit primären Lagerstätten zu tun hat, und dass auch Mischungen von Erdölen benachbarter Horizonte durchaus möglich sind.

Das wären gewissermassen die geologischen in Betracht zu ziehenden Faktoren. Aber auch vom physiko-chemischen Standpunkte aus erscheinen die Fragen über die genetischen Beziehungen der Erdöle, wie wir bereits gesehen haben, nicht so einfach, wie man es von vornherein annehmen könnte. Ausser dem Verkohlungsgrad sind auch der Racemisations- bzw. Zersetigungsgrad zu beachten. Letzterer hat wegen der optischen Aktivität der meisten Erdöle nur sehr geringe Wahrscheinlichkeit; doch werde ich denselben der Allgemeinheit halber bei den spätern Betrachtungen beachten. Nach unseren gegenwärtigen physiko-chemischen Anschauungen schliesst der Be-

(1) Vergl. Tabelle II.

(2) „Petroleum“ 1906, No. 3, p. p. 133-134.

griff der Verkohlung den der optischen Aktivität aus. Wenigstens lassen sich solche Produkte in unseren Laboratorien kaum darstellen. Aber die Natur, der unendlich lange Zeiträume zur Verfügung stehen, liefert uns in den Erdölen zahlreiche Beispiele solcher Erzeugnisse. Unter solchen Umständen können wir uns vorstellen, dass der Verkohlung eine partielle Racemisation vorausging und in sehr geringem Masse eine partielle Zersetzung. Eine bedeutende Zersetzung liesse sich nur bei einer heissen Fraktionierung annehmen, und eine solche ist, nachdem die DAY'schen Filtrationsphänomene in der Natur sehr grosse Verbreitung haben, so gut wie ausgeschlossen.

Fassen wir alles Gesagte zusammen, so kommen wir zu folgender Gleichung für das geologische Alter eines Erdöles:

$$A = b + r + v + z \dots \dots \dots (II)$$

In der Gleichung (II), die als ergänzte Gleichung (I) zu betrachten ist, bedeuten:

$r$  — die Racemisationsperiode  
und  $z$  — „ Zersetzungsperiode.

Diese Formel gilt nur für Erdöle, die keinen Krafteinflüssen im Innern der Erde ausgesetzt sind, also keinen Einflüssen des Gasdruckes etc. In solchen Verhältnissen befindet sich aber kaum irgend ein Naphthaeinschluss im Innern der Erde. Im allgemeinen müssen wir solche Krafteinflüsse annehmen; der innere Gasdruck wird, sobald er den Druck der äusseren Erdschichten und denjenigen der Erdölsäule überwiegt, das Erdöl nach oben treiben. Dieses Spiel wird natürlich Jahrtausende in Anspruch nehmen, während welcher das ursprüngliche Erdöl (primäres Erdöl im Sinne von DAY, Mutteröl) durch die oberhalb liegenden Erdschichten filtriert werden wird. Wir können uns auf solche Weise die Entstehung in irgend einer Region von Erdölen verschiedener Dichte und Durchsichtigkeit vorstellen (Entstehung durch Filtration). Solche Erdöle werden natürlich im genetischen Zusammenhange stehen, und wir wollen sie, in Bezug auf das Muttererdöl, sekundäre, tertiäre und schliesslich Erdöle der  $n^{\text{ten}}$  Ordnung nennen. Als Muttererdöl wird in jeder Region dasjenige Erdöl zu bezeichnen sein, von welchem es bewiesen sein wird, dass es in grösster Tiefe gelagert ist und die höchste Undurch-

sichtigkeit in Bezug auf den polarisierten Lichtstrahl, bezw, die höchste Dichte etc. besitzt. Indem wir auf die DAY'schen Filtrationsphänomene später genau eingehen werden, wollen wir nun jetzt unsere Grundgleichung der physikalisch-chemischen Erdölgeologie mit Rücksicht auf die natürliche Filtration schreiben. Wir haben dann:

1) Für primäre Erdöle im Sinne von DAY:

$$A_1 = b + r + v + z + f \dots \dots \dots \text{ (III)}$$

und 2) Für Erdöle  $n^{\text{ter}}$  Ordnung im Sinne von DAY:

$$A_n = f + r + v + z \dots \dots \dots \text{ (IV)}$$

In den Gleichungen (III) und (IV) bedeuten:

$A_1$  — das geologische Alter eines Muttererdöles,

$A_n$  — „ „ „ der Erdöle  $n^{\text{ter}}$  Ordnung

und  $f$  — die Filtrationsdauer im Sinne von DAY.

Die Gleichung (II) veranschaulicht mathematisch den naphtha-bildenden Prozess in seiner allgemeinsten Form. Diese Formel, so einfach sie ist, und vielleicht fern davon ist, was sich in den geheimnisvollen Laboratorien des Erdinnern pabselt, gibt uns doch die Möglichkeit, so manchen scheinbaren Widerspruch zwischen den Daten der Chemie und der Geologie zu beseitigen.

Die Formel (III) für primäre Erdöle ergänzt die Formel (II) nur dahin, dass sie, wie gesagt, der Filtrationsdauer Rechnung trägt. Sie ist ohne Erläuterung klar.

Die Formel (IV) gilt für Erdöle  $n^{\text{ter}}$  Ordnung, d. h. für solche, die durch natürliche Filtration entstanden sind. Bei solchen Erdölen ist natürlich die Bildungsperiode  $b$  durch  $f$  zu ersetzen.

Auf die Grundgleichung (II) zurückkommend, will ich sagen, dass man mit ihrer Hilfe nicht nur Widersprüche beseitigen, sondern auch alle möglichen Erdölmodifikationen der Natur mathematisch ableiten kann: dieselben bilden nämlich Spezialfälle der Gleichung.

Eine Diskussion der Gleichung in Bezug auf  $r$  und  $v$  soll nun das Gesagte erläutern.

*Fall I:*  $r = 0$ , d. h. das in Frage stehende Erdöl besitzt diejenige optische Aktivität, die ihm zur Zeit seiner Bildung eigen war.

*Fall II:*  $r > 0$ . In diesem Falle haben wir eine partielle Racemisation vor Augen, bezw. mit einer rückständigen optischen Aktivität. Die Wahrscheinlichkeit von diesem Falle ist im allgemeinen sehr gross.

*Fall III:*  $r = \infty$ . Hier liegen Erdöle vor, bei denen von der ursprünglichen Aktivität keine Spur blieb; solche Erdöle sind total racemisiert. Vom dem organischen Ursprung eines solchen Erdöls wird man sich nach irgend einem anderen Merkmal überzeugen müssen.

*Fall IV:*  $v = 0$ . In dem vorliegenden naphthabildenden Prozesse fehlt also die Verkohlungsperiode. Das ist bei den optisch leeren Erdölen der Fall. Die Erdöle von Surachany, Veleija und Montechino sind prägnante Beispiele in dieser Kategorie. (Vergl. u. Fall VIII und Fall IX).

*Fall V:*  $v > 0$ . Dar sind die am meisten verbreiteten Erdöle, die desto dunkler sind, und die dem polarisierten Lichtstrahl desto grösseren Widerstand bieten, je grösser  $v$  ist.

*Fall VI:*  $v = \infty$ . Je näher  $v$  an  $\infty$ , desto näher treten wir den dichten, schwer beweglichen, und schliesslich den festen Erdölen.

*Fall VII:*  $r > 0$  und  $v > 0$ . In diesem Falle haben wir mit Erdölen zu tun, die nur rückständige Aktivität besitzen, d. h. mit einer partiellen Racemisation im Laufe von ungeheuer langen Zeitperioden (da Wärme in bedeutender Menge nach unserer Grundannahme aus den erdölbildenden Prozessen ausgeschlossen ist). Die Verkohlungsperiode bei dem uns interessierenden Erdöl ist ebenfalls gering. Als Beispiel für ein solches Erdöl kann das pennsylvanische Erdöl dienen. Wenn dieses letztere, ungeachtet der geringen Grösse für  $v$ , doch zu den ältesten Naphthabildungen gehört, so kann das u. a. durch einen hohen Wert für  $r$  erklärt werden. Das Verhalten der pennsylvanischen Erdöldestillate gegen die TSCHUGAJEW-Schen Reagenzien ist ein Beweis für das Gesagte.

*Fall VIII:*  $r = 0$  und  $v = 0$ . Optisch leere, aktive, unracemisierte Erdöle, Beispiele: Surachany bei Baku.

*Fall IX:*  $r > 0$  und  $v = 0$ . Optisch leere, aktive, racemisierte Erdöle. Beispiele: Veleija und Montechino in Italien. Diese

zwei Erdöle scheinen auch geringe Mengen von Zersetzungsprodukten zu enthalten (1).

*Fall X:*  $r = \infty$  und  $v = 0$ . Optisch leere, inaktive Erdöle (total racemisiert).

*Fall XI:*  $r = \infty$  und  $v = \infty$ . In diesen Fällen können wir theoretisch bis auf die kompaktesten Erdölarten kommen, bei denen die optische Aktivität, dieses sichere Kennzeichen der Tätigkeit organischer Lebewesen, völlig verschwunden ist. (In analogen Fällen kann auch  $z$  einen hohen Wert erreichen).

Hiermit wäre die Diskussion der Gleichung (II) in Bezug auf  $r$  und  $v$  beendet. Diese zwei Grössen können alle möglichen positiven Werte annehmen von 0 bis  $+\infty$ . Im allgemeinen haben wir aber höchst wahrscheinlich mit sehr langen Zeitabschnitten zu tun, die jedoch annähernd messbar, also endlich sind.

In Bezug auf  $b$  habe ich die Gleichung (II) nicht diskutiert; hierzu fehlen mir vorläufig die notwendigen physiko-chemischen Kriterien. Ich glaube vielmehr, dass die Beleuchtung der Frage in dieser Beziehung eher Sache der Geologen wäre.

Was nun die Grösse  $Z$  anbetrifft, so wurde bereits bemerkt, dass dieselbe nur der Allgemeinheit wegen in die Gleichung eingeführt wurde. In Wirklichkeit kommt  $z$  beim Studium der naphthabildenden Prozesse nur selten in Betracht, da nach meinen Vorstellungen über das Wesen dieser Prozesse hohe Wärme dabei nicht mitwirken konnte.

Es erbringt nun, einige Worte über die Grösse  $f$  (Gleichungen III und IV) zu sagen. Gibt es auch für diese Grösse irgend welche messbare Kriterien, wie das bei  $r$  und  $v$  der Fall war?

Auf den Begriff der Filtrationsdauer kommen wir auf dem Wege der Versuche. Nun setzt aber die Filtration auch eine filtrierende Kraft voraus. Bei den natürlichen Filtrationsprozessen, wie wir uns solche in Sinne von DAY bei Erdölen vorstellen, erscheint diese Kraft als Differenz der inneren und äusseren Kräfte: von innen ist es der ungeheure Gasdruck, der sich in der Tätigkeit der Springbrunnen mit einem Mal geltend macht, und der im Laufe der Jahrtau-

(1) M. RAKUSIN. Einige Betrachtungen über optisch leere Erdöle. („Petroleum“) — 1907.

sende die entsprechende Arbeit nur sehr langsam verrichtet; von aussen ist es der Druck der über dem Erdölbehälter lagernden Schichten.

Wir können also folgende Gleichung aufschreiben:

$$F = D_1 - D_2 \dots \dots \dots (V.)$$

In dieser Gleichung bedeuten:

- F — die Filtrationskraft  
 D<sub>1</sub> — die inneren Druck der Gase  
 und D<sub>2</sub> — den äusseren „ „ Erdschichten.

Diese Kraft ist, aller Wahrscheinlichkeit nach, durchaus keine hypothetische. Sie wirkt zur Zeit und wirkte ohne Zweifel zu allen Zeiten: ihre Wirkung kann nie aufhören, und als Resultat ihrer Jahrtausende währenden Wirkungen sehen wir grosse Mannigfaltigkeit der Erdöle in der Natur, indem wir Erdöle der verschiedensten Dichte und Helligkeitsgrade haben: als äussere Beispiele seien nun nochmals die fast farblosen Erdöle von Surachany und Montechino, und das tiefschwarze teerartige Erdöl vom Schwarzen Irtysh und manchen Orten des Ferganschen Gebietes erwähnt. Von der unzweifelhaften Existenz dieser Kraft können wir uns nicht nur an den erwähnten Beispielen überzeugen, wo die Differentiation der Eigenschaften so deutlich ausgedrückt ist, sondern an Beispielen mit so schwacher Differentiation, dass dieselbe sich nur mit Hilfe des polarisierten Lichtstrahles feststellen lässt. Das geologische Komitee in St. Petersburg beauftragte mich vor kurzem 47 Erdöle aus Bibi-Eybath nach meinem üblichen Schema optisch zu untersuchen. Nachdem die Arbeit beendet war, wurden mir die Tiefen der Bohrlöcher mitgeteilt, und da stellte es sich in überraschender Weise heraus, dass den geringsten Tiefen Erdöle kleinster Dichte und höchster Durchsichtigkeit für den polarisierten Lichtstrahl entsprechen (1). Das beiliegende Diagramm (2) veranschaulicht das Gesagte zur Genüge. Es kann also keinem Zweifel unterliegen, dass am Bibi-Eybath Filtrationsphänomene im Sinne von

(1) Alle 47 Erdöle hatten sonst tief braungrüne Farbe.

(2) Dem Originalbericht ist auch eine entsprechende Tabelle beigelegt.

DAY stattfinden. Diese Phänomene müssen überall da stattfinden, wo die innern und äussern Kräfte sich passend gestalten. Je grösser diese Filtrationskraft, desto grössere Differentiation der Eigenschaften bei den Erdölen einer gewissen Region, und umgekehrt. Von diesem Standpunkte aus müssen wir annehmen, dass die Kraft  $F$  im Baku'schen Gebiet sehr hoch ist, eine mittlere Grösse im Fergan'schen Gebiet besitzt, und den relativ kleinsten Wert in Rumänien annimmt, wo die Differentiation der Eigenschaften bei den Erdölen, wie wir gesehen haben, nur schwach ausgedrückt ist. Praktisch würde das vielleicht bedeuten, dass auch die Wahrscheinlichkeit von Fontainen in den genannten Gebieten in ähnlicher Reihenfolge abnimmt.

Als weitere Konsequenz obiger Annahmen ergibt sich nun Folgendes: 1) Die Erdölquellen sind vom physiko-chemischen Standpunkt aus in historischen Zeiten unerschöpfbar, denn die ewig arbeitende Filtrationskraft bringt in die oberen Regionen stets neue Erdölvorräte geringerer Dichte. 2) Die gegenwärtigen Erdölkombinationen in der Natur repräsentieren nicht das endgiltige Bild des naphthabildenden Prozesses, sondern nur eine Aufnahme des gegenwärtigen Zustandes dieser Prozesse, denn nach unabsehbaren Zeiten können da optisch leere Erdöle aufreten, wo solche heutzutage nicht vorhanden sind. 3) Die Wahrscheinlichkeit von Springbrunnen ist desto geringer, je dichter das Erdöl, denn da macht sich die innere Reibung stark geltend (und auch die Druckverluste).

So viel nun über die Filtrationskraft und ihre unzweifelhaften Wirkungen. Kommen wir nun auf den Begriff des Filtrationsdauer zurück. Diese Dauer ist, mit Rücksicht auf das Gesagte, der Filtrationskraft umgekehrt proportional. Wir haben also:

$$f = k \cdot \frac{1}{D_i - D_a} = \frac{K}{F} \dots \dots \dots (VI).$$

$k$  — eine Filtrationskonstante, die von der Natur des Erdöles abhängt (und von der Beschaffenheit der Gesteine),

und  $f$  — die Filtrationsdauer.

Wir haben nun die Bedeutung von  $K$  festzustellen:

Ist  $K = 1$ , dann ist:  $f = k \dots \dots \dots$  (VII).

Hieraus folgt, dass  $K$  — diejenige Zeit bedeutet, welche notwendig ist, um die Gewichtseinheit des Erdöles aus dem Innern der Erde an die Tagesebene derselben zu bringen, vorausgesetzt dass die Druckdifferenz  $F =$  der Einheit der Belastung ist.

Jetzt wollen wir die Gleichung (VI) einer Diskussion in Bezug auf  $D_i$  und  $D_a$  unterziehen.

*Fall I:*  $D_i > D_a$ ; dann ist  $F > 0$ . Das ist der Fall der höchsten Wahrscheinlichkeit, und je grösser diese Differenz (1), desto grössere Differentiation der Eigenschaften bei den Erdölen der gegebenen Region und desto grössere Wahrscheinlichkeit von Springbrunnen.

*Fall II:*  $D_i = D_a$ ; dann ist  $F = 0$ , und  $f = \infty$ . Auch das ist klar: wenn keine filtrierende Kraft vorhanden ist, so kann auch das Erdöl an die Tagesebene der Erde nicht kommen.

*Fall III:*  $D_i > D_a$ ; dann ist  $F > 0$ ; der äussere Druck ist also grösser als der in diesem Falle, wie in einem Piezometer. Trotzdem die Kompressibilität von Flüssigkeiten im Allgemeinen sehr gering ist, kann man annehmen, dass im Laufe der Jahrtausende schwache Verdichtungen stattfinden können. Ferner wäre es sogar möglich, dass unter dem Einflusse der äusseren Kraft die Flüssigkeit etwas in die Höhe gehoben wird.

*Fall IV:*  $D_i = 0$ ; dann ist:  $f = \frac{K}{D_a}$ ;  $f$  wird also negativ.

Die Bedingungen des Falles III erreichen hier ihr äussersten Grenzen. Bei Abwesenheit der inneren Kraft kann die Flüssigkeit nie in die oberen Schichten kommen, sondern wird im Gegenteil stets dem äusseren Druck ausgesetzt bleiben.

*Fall V:*  $D = 0$ , dann ist:  $f = \frac{K}{D_i}$ . Das ist der Fall eines entblösten Bohrloches, bei dem also die Flüssigkeitssäule sich

(1) Im allgemeinen ist  $F$ , wie man bei den Springbrunnen sieht, eine sehr grosse Kraft.

lediglich unter dem Einflusse des innern Druckes befindet, da der Druck der äusseren Schicht entfernt ist.

*Fall VI:*  $D_i - D_a = 1$ ; dann ist  $f = k$ . Dieser Fall wurde bereits oben erörtert (Gleichung VII).

Hiermit wäre die Diskussion der Gleichung (VI) beendet. Die Spezialfälle, wie sie in  $D_i$  oder  $D_a = \infty$  sind, brauchen wir nicht zu betrachten, da es sich im allgemeinen, wenn auch um sehr hohe, doch immer um endliche und sogar messbare (1) Werte handelt.

Nach diesen Erörterungen über die Grösse  $f$  wollen wir nun in die Gleichungen (III) und (IV) den Wert für  $f$  aus der Gleichung (VI) setzen.

Wir haben dann:

$$A_i = b + r + v + z + \frac{K}{F} \dots \dots \dots \text{(VIII)}$$

und

$$A_a = \frac{K}{F} + r + v + z \dots \dots \dots \text{(IX)}$$

Auch diese zwei Gleichungen geben Antwort auf manche Fragen, die der denkende Forscher an die Natur stellt. Betrachten wir nun einige Spezialfälle der Erdöle n<sup>ter</sup> Ordnung (s. o.). Die äussersten Grenzen solcher Erdöle sind bekanntlich die optisch leeren Erdöle. Nun wissen wir zum Beispiel, dass die italienischen Erdöle aus Veleija und Montechino racemisierte sind und auch etwas Zersetzungsprodukte enthalten. Für solche und ähnliche Erdöle haben wir also:

$$A = \frac{K}{F} + r + z \dots \dots \dots \text{(X)}$$

In der Gleichung (X) fehlt  $v$ , weil wir es mit optisch leeren Erdölen zu tun haben.

Für das Erdöl von Surachany und seine Analoga haben wir:

$$A_a = \frac{K}{F} \dots \dots \dots \text{(XI)}$$

(1) Auch lassen sich diese Grössen rechnerisch ermitteln.

In der Gleichung (XI) fehlen die Summanden:  $r$ ,  $v$  und  $z$ , weil die Erdöle dieser Kategorie optisch leer sind, und weder Racemisations-, noch Zersetzungsprodukte enthalten. In solchen Fällen ist die Frage nach dem geologischen Alter des Erdöles, wie wir sehen, bloße eine Frage der chemischen Hydraulik. In solchen Fällen haben wir in erster Linie eine einfache Aufgabe der Hydraulik zu lösen, und zwar folgende: Welche Zeit wäre erforderlich, um das in Frage stehende Erdöl unter dem Einflusse des innern Gasdruckes aus dem Innern der Erde in die gegenwärtige Lagerstätte des Erdöles zu bringen? Die zur Lösung notwendigen Daten, wie der Koeffizient der innern Reibung des Erdöles, der Druckverlustes der Flüssigkeit beim Durchgang durch die porösen Gesteinsmassen etc. lassen sich ohne grosse Schwierigkeiten feststellen.

Ich schliesse meinen Vortrag, ohne mein Thema vollständig erschöpft zu haben. Die kurze Zeit, die jedem von uns hier zu Gebote steht, rechtfertigt die Kürze des Vortrages, und es gelang mir nur, manche hochinteressante Frage oberflächlich zu streifen. Das Wesentliche habe ich Ihnen doch mitzuteilen versucht, und sei es nun künftigen Forschern vergönnt, Licht in diejenigen Winkel des im Bau begriffenen Gebäudes der physiko-chemischen Erdölgeologie hineinzutragen deren Beleuchtung mir bei meinen ersten Schritten noch nicht gelungen ist.

Indem ich Ihnen, meine Herren, meinen verbindlichen Dank für die Aufmerksamkeit ausspreche, die Sie mir zuteil werden liessen, halte ich es für eine angenehme Pflicht, Herrn Akademiker TSCHERNYSCHEW und Herrn Berg-Ingenieur GOLUBJATNIKOW aufs wärmste zu danken, und zwar sowohl für das rege Interesse für meine Arbeiten, als auch für das reichhaltige Laboratoriumsmaterial. Nur die Fülle des Laboratoriumsmaterials gab mir die Möglichkeit obiger Studien. Bei der Untersuchung der ersten 8 Erdöle aus Bibi-Eybath kam ich auf die Ihnen bereits bekannte Grundgleichung für das geologische Alter eines Erdöles, und bei der Behandlung der zweiten Serie aus 47 Erdölen aus Bibi-Eybath gelang es mir, der Filtrationsdauer im Sinne von DAY eine mathematische Form zu geben.



Nicht zu minderem Dank bin ich Herrn Prof. HANS HÖFER verpflichtet für seine wertvollen und wohlbegründeten Einwendungen gegen meine ersten Schlüsse über das geologische Alter des pennsylvanischen Erdöles, sowie Herrn Dr. MATTHIAS WERMEL in Moskau, der mir seit Jahren sein chemisch-bakteriologisches Institut aufs bereitwilligste zur Verfügung stellt und so die Möglichkeit für die Ausführung von Arbeiten gibt, die nun den Inhalt meines Lebens bilden.

---

## MODE DE REPRÉSENTATION GRAPHIQUE

PERMETTANT LA LECTURE RAPIDE DE LA COMPOSITION D'UN  
PÉTROLE ET DONNANT DES INDICATIONS SUR SON ORIGINE

PAR

A. GUISELIN

Il existe certainement de nombreuses méthodes pour déterminer l'origine d'un pétrole. Toutes sont ordinairement basées sur des réactions physiques ou chimiques.

La méthode que nous allons exposer consiste plutôt en un mode de représentation graphique propre à déterminer rapidement la composition et la provenance d'un pétrole donné.

**Composition.** Pour tracer les courbes de composition on opère comme il est dit ci-dessous.

**Origine ou Provenance.** Dans le cas d'un pétrole brut il faudra faire une distillation au préalable pour obtenir la totalité des huiles qui peuvent être distillées sans décomposition. Cette première opération effectuée, on soumettra l'ensemble au fractionnement au  $\frac{1}{20}$  eu poids, en opérant suivant les instructions proposées par le groupe français dans son rapport déposé le 29 juillet 1907 à l'Hôtel de la Société des ingénieurs civils.

### COURBES DE COMPOSITION

On effectue la distillation en opérant un fractionnement au  $\frac{1}{20}$  eu poids et en notant pour chaque fraction de 5% les températures d'ébullition du début et de la fin, ainsi que la densité moyenne.

1. Au moyen des densités on peut tracer une courbe donnant en *oy* la quantité de liquide distillé, en *ox* la densité correspondante du produit qui distille au moment considéré (fig. 1).

C'est ainsi qu'au moyen de cette courbe on peut obtenir très rapidement la quantité de produits qui distille entre deux densités différentes, ainsi que la densité moyenne du liquide distillé.

Dans l'exemple ci-contre, la quantité de produits s'écoulant entre les densités  $d$  et  $d'$  serait 45% du distillé en œuvre.

2. Au moyen des températures d'ébullition et en opérant comme précédemment on peut tracer la courbe donnant en  $oy$  la quan-

#### COURBES DE COMPOSITION

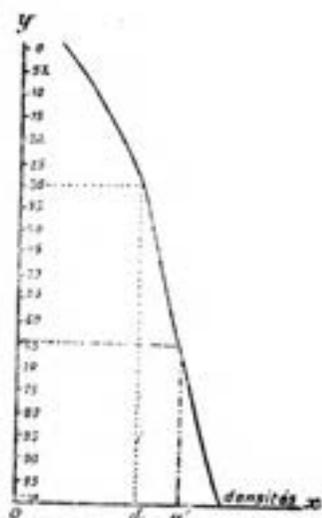


Fig. 1.

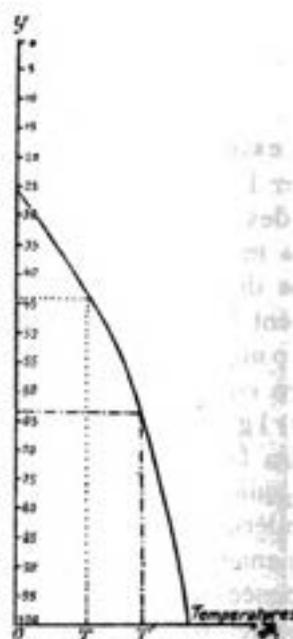


Fig. 2.

tité de liquide écoulée, et en  $ox$  la température correspondante du produit qui distille au moment considéré (fig. 2).

Au moyen du graphique on obtiendra très rapidement la quantité de produits qui distillera industriellement entre deux températures déterminées.

Dans l'exemple ci—contre il distillera 25% entre les températures de T et T'.

Dans le travail industriel des bruts les courbes ainsi tracées pourront donner des indications précises et sensibles très comparables aux résultats pratiques surtout en France, où les distillations s'effectuent dans des chaudières simples.

COURBES D'ORIGINE OU DE PROVENANCE

Possédant un fractionnement au 1/20 d'un distillé, extrait d'un

COURBES DE NATURE D'ORIGINE OU DE PROVENANCE.

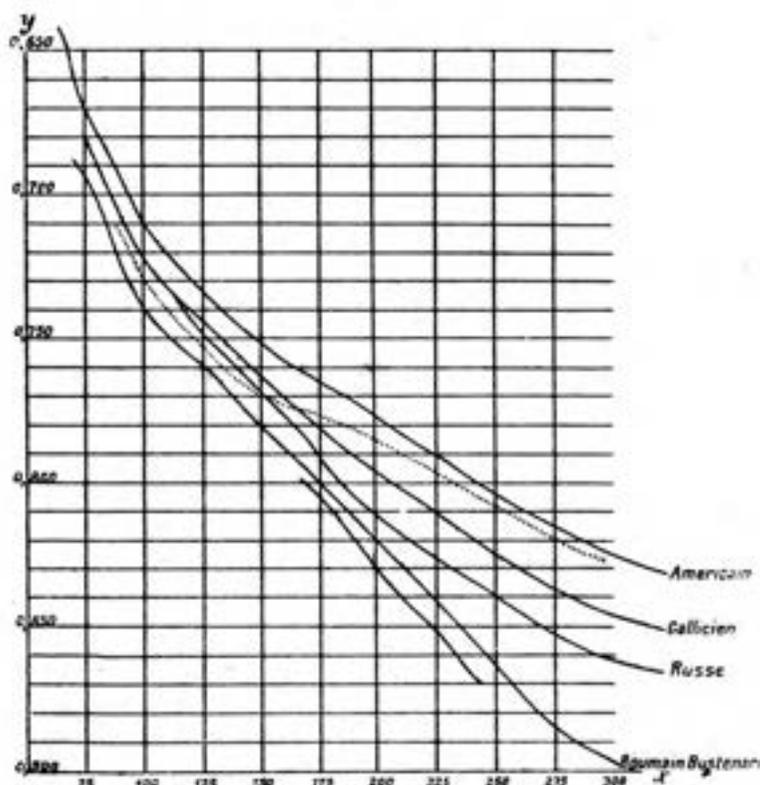


Fig. 3.

pétrole brut dont on veut connaître la provenance, il est très

facile de tracer une courbe donnant en abscisses les températures d'ébullition et en ordonnées les densités correspondantes.

Cette courbe définira parfaitement l'origine d'un pétrole puisque :

2 distillés extraits de pétroles bruts différents possèdent deux courbes différentes et que

2 distillés extraits d'une façon quelconque dans des endroits différents d'un même brut donnent des courbes venant s'appliquer exactement en certains points déterminés de la courbe tracée au moyen du fractionnement du distillé primitif.

Ceci posé, supposons que nous possédions une graphique comprenant toutes les courbes d'origine des différents pétroles bruts actuellement en exploitation et soit un distillé provenant exclusivement de l'un de ces bruts. Il suffira de construire à la même échelle et sur papier calque la courbe de nature du distillé à examiner. Cette courbe par superposition des axes viendra d'elle-même s'appliquer sur l'une des courbes correspondant à l'un des bruts précisés.

Dans le cas d'un distillé produit avec le mélange de distillés de provenances différentes, le problème devient beaucoup plus complexe, mais le tracé de la courbe ne peut donner souvent des indications utiles.

Supposons que cette courbe vienne se placer entre la courbe du Galicien et de l'Américain; on pourra affirmer que ce distillé est un mélange de produits américains avec d'autres bruts à produits plus denses.

De même lorsque la courbe se place légèrement au-dessus de la courbe du Roumain (Buştenari) on pourra considérer que le distillé examiné en contient.

Enfin, très souvent la courbe affecte la position analogue à celle de la courbe quelconque tracée en pointillé. Dans ce cas le produit pourrait être composé avec des produits légers d'origine roumaine, mélangés à des produits lourds d'origine américaine.

Le temps nous a manqué pour pouvoir publier en temps voulu une série complète de ces courbes, nous en profiterons pour engager les personnes ici présentes à nous envoyer les échantillons de pétroles bruts dont elles disposent.

Ces échantillons nous permettront de publier sous peu une étude beaucoup plus complète de ce mode de représentation.

Ces tracés nous ont montré, d'autre part, un fait très intéres-

sant à signaler, à savoir que les carbures composant la plupart des pétroles bruts sont d'autant plus différents qu'ils passent à des températures plus élevées et que les carbures très vo-

## COURBES DE NATURE

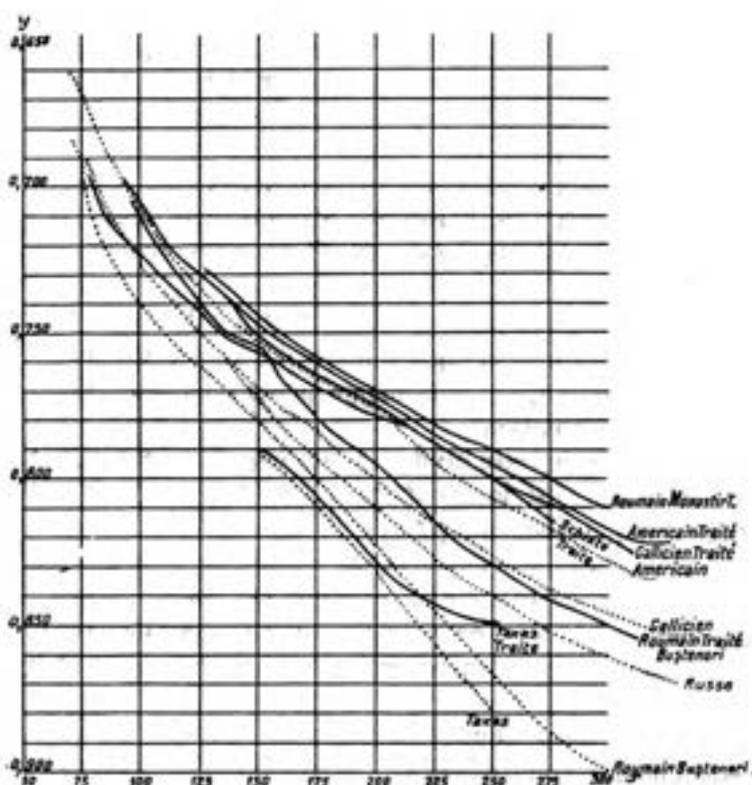


Fig. 4.

Les courbes pointillées sont celles des distillés bruts; les courbes en traits pleins sont celles des distillés traités à froid par un excès d'acide Nordhausen fumant.

latils sont des carbures très voisins, puisque les courbes convergent toutes vers un même point.

En outre, nous avons pu tirer au moyen de ces courbes des déductions très intéressantes d'une étude que nous avons faite

récemment sur les pétroles bruts américains, galiciens, du Texas, de Roumanie (pétrole de Buştenari, pétrole de Monastir), etc.

Les distillés de tous ces pétroles ont été traités par un grand excès d'acide sulfurique de Nordhausen, jusqu'à ce que le produit final soit nettement inattaquable à froid par le même acide.

Les courbes de nature obtenues avec ces nouveaux distillés sont plus ou moins différentes des courbes primitives.

Le pétrole du Texas donne une courbe sensiblement la même. Alors que des rectifications successives sont incapables de modifier la courbe de nature d'un même produit, l'attaque énergique par l'acide sulfurique de Nordhausen a modifié totalement l'allure du graphique.

Le distillé est devenu moins dense dans toutes ses parties et les carbures les plus lourds qui se trouvaient dans l'étendue de sa masse ont été éliminés, surtout dans les produits à haut point d'ébullition.

De ce fait la densité totale du produit est notablement diminuée et les produits, après lavage à la soude, possèdent une odeur agréable, spéciale, qui est la même pour tous les résidus de l'attaque au Nordhausen.

Le fait saillant de cette étude, et sur lequel nous attirons l'attention de tous, c'est le groupement très net qui s'effectue.

Après attaque, tous les pétrole d'origine paraffineuse ont des courbes de nature sensiblement identiques, et ce groupement est indépendant du lieu où le pétrole a été puisé, puisque nous y retrouvons à la fois les pétroles américains, galiciens, roumains (de Monastir) et, fait curieux, l'huile de schiste de Bourbon St. Hilaire, France.

La présence dans l'huile de schiste, de carbures différents possédant pour des densités égales des points d'ébullition égaux (1) nous a suggéré l'hypothèse (vraisemblable) suivante:

Puisque par la décomposition pyrogénée à faible température (5/600°) des schistes extraits par nous-mêmes d'une mine de France nous avons pu obtenir une huile minérale brute renfermant les mêmes carbures, dans la même proportion, que ceux qui se

---

(1) Égaux à ceux des carbures que l'on rencontre dans les différents pétroles bruts signalés ci-dessus.

trouvent dans les pétroles bruts américains, galiciens et roumains, pourquoi n'admettrions-nous pas pour ces derniers une origine semblable.

Selon nous, les pétroles seraient le résultat d'une décomposition à faible température de dépôts du genre de ceux que l'on retrouve en France. Naturellement, ces dépôts auraient été enfouis à la suite de bouleversements volcaniques et la décomposition pyrogénée aurait suivi cet enfouissement.

Dans la distillation du schiste il se produit d'abondantes quantités de gaze dont nous ignorons la composition, mais qui pourraient bien avoir des points de ressemblance avec ceux qui s'échappent des puits de pétrole.

Un point reste obscur — c'est celui-ci : dans la décomposition pyrogénée des schistes, en particulier ceux de St. Hilaire, il y a production abondante de gaz ammoniacaux dont on n'a jamais signalé la présence dans les eaux qui jaillissent avec le pétrole. Ces produits ammoniacaux auraient-ils subi eux aussi une nouvelle décomposition? Ce point reste à démontrer et je laisse aux minéralogistes et géologues le soin de déterminer les points obscurs, ma compétence étant nulle sur ces questions.

J'ajouterai qu'à Bourbon St. Hilaire (Allier, France) on retrouve chaque jour des empreintes très nettes de poissons; ces empreintes sont si nettes qu'elles ressemblent à de véritables photographies sur fond noir. En brisant les blocs de schiste d'une manière quelconque on constate à chaque instant la présence de dépôts d'écailles très brillantes. Ces écailles ont disparu, mais leurs empreintes affectent très nettement l'aspect des matières anciennement déposées.

Ces empreintes, beaucoup plus fréquentes que celles que l'on rencontre dans la houille, démontrent suffisamment l'origine marine de ces dépôts organiques et minéraux.

La proportion d'huiles que l'on peut extraire de ces schistes est environ de 10 à 11%; si l'on ajoute à ce chiffre la grande quantité d'eau, d'ammoniaque et de gaz qui se dégage pendant la distillation, on arrive au chiffre de 25%, qui est suffisamment éloquent pour prouver l'importance et la supériorité des dépôts organiques installés sur les dépôts minéraux fixes.

Dans ces conditions tous les spécialistes de la question d'origine seraient d'accord, puisque selon nous le pétrole serait d'o-

rigine organique et d'origine ignée, l'action ignée ayant suivi la précédente.

Nous terminerons ce rapide exposé en nous excusant de ne pouvoir donner pour l'instant que des renseignements fort incomplets, mais nous nous mettons cependant à l'entière disposition des personnes qui voudraient poursuivre les recherches, dans la voie que nous venons d'indiquer.

---

# KLASSIFIKATION DER ERDÖLE UND DIE NAPHTABILDENDEN PROZESSE

VON

K. CHARITSCHKOW

Mein Ziel ist ganz bescheiden. Ich habe die Absicht, den Zusammenhang zwischen der Klassifikation oder den wichtigsten Eigenschaften der Erdöle und der wahrscheinlichen Entstehungsweise derselben zu behandeln.

Es ist bekannt, dass wir uns nur durch eine vollkommene Untersuchung der physikalischen Eigenschaften und der chemischen Zusammensetzung der Erdöle diesem Ziele nähern können. Die gegenwärtige Klassifikation unterscheidet, ausser solchen ausschliesslichen Naphthatypen wie schwefel- und stickstoffhaltigen, zwei wichtige Klassen: die Paraffin- und Naphthen-Erdöle, das heisst die Erdöle mit Grenz- und die mit zyklischen Kohlenwasserstoffen. Es gibt auch Erdöle, welche einer Mischung der beiden Klassen der Kohlenwasserstoffe entsprechen. Eben eine solche Mischnaphtha soll das rumänische Erdöl nach der Untersuchung unseres geehrten Mitgliedes, des Herrn Professor Post, sein.

Eine Grundfrage über die Bedeutung der verschiedenen Erdöltypen ist die: Sollen sie als Gattungen oder als besondere Mineralien betrachtet werden? Selbstverständlich bezeichnen wir als Mineralien die Individuen mit scharffausgeprägter Natur und bestimmter Zusammensetzung und auch sehr verschiedener Natur und Entstehungsweise. Im Gegenteil ergibt sich die rumänische Naphtha uns als eine flüssige Gattung oder ein Komplex der zwei wichtigen flüssigen Mineralien Varrenit und Markownikit (so kann man die Naphthen-Erdöle zur Ehre des berühmten Forschers MARKOWNIKOFF benennen). In diesem Falle sind zahlreiche Kombinationen möglich.

MUCH und andere Forscher haben eben solche Ansichten in dem anderen Gebiet, nämlich in der Kohlenchemie und Mineralogie angewandt und die kohligen Fossilien als Kohlenarten und Kohlengattungen betrachtet. In eben solcher Weise können wir in der Naphthalehre die Naphthtypen und Naphthagattungen unterscheiden.

Die Naphthtypen sind ganz vollkommen gekennzeichnet; sie können ausser der Verschiedenheit der chemischen Natur auch eine Besonderheit in der Entstehungsweise besitzen. Aber für die Beleuchtung dieses Umstandes steht uns ein grosses Hindernis entgegen; es ist nicht klar, ob das Erdöl auf synthetischem oder analytischem Weg, nämlich durch Zersetzung kompliziertester Stoffe entsteht oder nicht. SABATIER und SENDERENS nehmen Synthese an, unsere geehrten Mitglieder Herr Prof. HÖFER und Herr Prof. ENGLER beweisen durch experimentale Weise eine ganz andere Ansicht und nehmen ein Zersetzungsverfahren als Bildungsart des Erdöls an.

Ich werde über ein kleines Experiment referieren. Als Ausgangsmaterial soll bei meinem Experiment ein neugefundener Asphalt vom K a u k a s u s dienen. Der Fundort dieses Asphaltes befindet sich unweit von den Schwefelquellen bei der Station Sernowodsk (zwischen Grossny und Wladikaukas). Dieser Asphalt wird von schwere theerartiger Naphta begleitet und besitzt folgende Eigenschaften:

Spezifisches Gewicht . . . . .	1,2 bei 20° C	Bitumengehalt
Schmelzpunkt beinahe . . . . .	300° C	
Elementarzusammensetzung (des bituminösen Teils)	$\left\{ \begin{array}{l} C \ 75,42 \\ H \ 7,86 \\ W \ 0,06 \\ S \ 0,89 \end{array} \right.$	
Asche . . . . .	4,35	
Sauerstoff . . . . .	11,42	

Eine ähnliche Zusammensetzung hat auch ein Asphalt vom T o t e n M e e r. Trockene Destillation dieses Asphaltes bei gewöhnlichem Druck und bei nicht sehr hoher Temperatur gibt folgende Stoffe:

Wasser mit Ammoniak . . . . .	17,19%	Verlust 21,18%
Fettes Destillations-Derivat . . . . .	15,28	
Rest (Koks) . . . . .	45,71	

Bei Destillation von gewöhnlicher Kohle verhält sich die Flüssigkeit in folgender Weise:

Bis 85°	1,56%	Spez. Gew.	0,6925
von 87°—110°	4,16 "	" "	0,7345
" 110°—150°	10,63 "	" "	0,7648
" 150°—220°	26,50 "	" "	0,8108
Residuen	56,36 "	" "	0,9017
Verlust	0,70 "		

Diese Destillate sind durch Schwefelsäure und die Mischung derselben mit Salpetersäuren unangreifbar. Nach spezifischem Gewicht und chemischen Verhältnissen sind sie den Fraktionen des Naphthen-Erdöls nicht nur ähnlich, sondern ganz identisch, sowie das rohe Zersetzungsdestillat dem Roherdöl ganz ähnlich ist, ausser dem brennenden Geruche, welcher aber beim Stehen ganz verschwindet. Ebenso besitzen die Residuen eine grosse Ähnlichkeit mit der bakuischen Naphtha. So werde ich zum Vergleich einige Daten über Fraktionierung des bakuischen Erdöls anführen. So die Fraktion desselben haben folgende spezif. Gewichte:

bis 130°	0,7497	bis 0,7596	Quantität	bis 15°/o.
bis 150°	0,7612	" 0,7797	"	2,76 " 9,5°/o.
Residuen über 270°	0,8956	" 0,9186	"	55,5 " 66,3°/o.

Schweres spezifisches Gewicht und Unangreifbarkeit durch Reagenzien charakterisieren sich als Naphthene. Das ist ganz natürlich, weil der Asphalt selbst als eine zyklische Verbindung betrachtet werden soll. Diese Folgerung ist nach den Untersuchungen von PECKHAM, welcher die Strychninsäure (Trinitroresorcyne) durch Nitrierung des vor dem Versuche mit Schwefel erhitzten Asphalts erhielt, einleuchtend. Solche Verhältnisse besitzen auch viele Pflanzenharze.

Andererseits ist es bekannt, das KAISER, der Verfasser, welcher sehr viel Asphalt studierte, durch trockene Destillation des syrischen Asphaltes eine Mischung von Sulfiden erhielt, welche dem Lima-Öl ganz ähnlich ist.

Es ist aber vorerst festzustellen, dass man den Asphalt als Ausgangsmaterial für Erdölbildung betrachten muss. Ich glaube, dass die Natur uns eine komplizierte Kreisbewegung der Prozesse zeigt. Die elementaren Natur-Prozesse geben unerschöpfliche Mengen von Asphalt, das beobachtet man am Toten Meere und an der Insel Trinidad, wo nach der Peck-

ham'schen Beschreibnug ein grosser Schlammvulkan als eine unerschöpfliche Asphaltfabrik funktioniert. Andererseits kann der Asphalt durch Oxydation und Sulfation der Erdöle oder durch fraktionierte Filtration nach DAY'schem Prinzip entstehen, der Asphalt kann im Gebiete der vulkanischen Wirkungen bei nicht sehr hohen Temperaturen flüssige Kohlenwasserstoffe bilden und gegenseitig als zyklische Verbindung nur von denselben entstehen. Also dieser Zyklus ist nur für einen einfachen Fall der komplizierten Verbindung (wie Naphthenerdöle) mit zyklischer Struktur anwendbar. Aber von diesem Ausgangspunkt soll das Paraffinerdöl als ein besonderes Mineral von ganz anderer Natur und anderer Bildungsweise betrachtet werden. Es ist klar, wie natürlich und rationell die Unterscheidung von Paraffin- und Naphthen-Erdölen ist, deren Mischung man als eine Erdölgattung betrachten kann.

Natürlich werden Sie mir die Frage aufwerfen, ob diese Daten sich als ein unbestreitbarer Beweis der anorganischen Bildung der Erdöle ergeben?

Ich erlaube mir auszusprechen, dass man bei grosser Achtung vor den organischen Theorien und deren talentvollen und geehrten Forschern nur in anorganischen Ansichten eine Befriedigung finden kann. Die Prozesse mit organisiertem Stoff, in welchem Grad sie es seien, werden niemals eine solche Grandiosität, wie ein unerschöpfliches und ewiges Bildungsverfahren des Asphaltes, der Naphtha und der Gase erreichen. Für so grandiose Welterscheinungen sind sie unvollständig und für die Erklärung des Zusammentreffens von Vulkanismus und Naphthabildung, was auch HUMBOLDT, LAPLACE und andere Gelehrte beobachteten, nicht genügend. Die elementare Natur und ihre Erscheinungen können als ein vollkommenes Laboratorium erklärt werden.

# LA FORMATION DES PÉTROLES

PAR

PAPON de LAMEIGNÉ

---

Il me semble que les théories attribuant l'origine des pétroles à la distillation des corps organiques végétaux ou animaux ne répondent pas à bien des données de l'expérience, et elles me paraissent en contradiction avec des faits généralement admis.

Toutes ces théories exigent que la distillation des organismes soit faite à l'abri de l'air, en vase clos pour ainsi dire, par suite dans des couches d'argile imperméables à l'air et ne laissant pas se dégager les produits de la distillation. Or, l'expérience prouve qu'on ne rencontre pas le pétrole dans l'argile mais seulement dans les couches poreuses, sables et grès, et le peu qu'on a recueilli en arrêtant des sondages dans l'argile, me paraît indiscutablement être un pétrole d'infiltration s'écoulant au travers des fentes et des crevasses produites dans l'argile. Il me semble aussi difficile de pouvoir expliquer les grands gisements sans supposer des nécropoles de dimensions incommensurables, chaque corps ne donnant que quelques atomes d'hydrocarbures. De plus, le voisinage immédiat du sel de tous les gisements de pétrole me paraît un grand argument en faveur de la théorie chimique que je vais essayer de vous exposer, en la spécifiant pour la Roumanie.

C'est la théorie de M. BERTHELOT et celle de M. MENDELEJEV; c'est encore celle, mais modernisée, de M. COBALCESCU, celle de FUCHS et de SARASIN.

Je suis obligé de poser quelques prémisses que vous connaissez tous, mais qu'il me semble opportun de rappeler pour l'enchaînement de mon raisonnement et l'ensemble de la démonstration.

Les éruptions volcaniques de nos jours, outre les roches en fusion, émettent des gaz ou fumerolles en grande abondance.

La première classe est celle des fumerolles sèches ou anhydres, formées de chlorures anhydres. On y a trouvé jusqu'à 94,30 % de chlorure de sodium dans les gaz du Vésuve en particulier, de même des chlorures de potassium et de manganèse, de cuivre et de fer.

Puis viennent les fumerolles acides, qui se dégagent plus loin de la lave en fusion; elles sont formées d'acide chlorhydrique d'acide sulfureux et surtout de vapeurs d'eau.

Ensuite apparaissent les fumerolles alcalines ou ammoniacales, dont le caractère essentiel est la présence du  $\text{AzH}_4\text{Cl}$ ; puis les fumerolles froides, contenant davantage d'acide sulfhydrique et surtout de l'eau; enfin les moffettes ou émanations d'acide carbonique. Toutes les fumerolles contiennent un peu d'O et d'Az.

Mais avec toutes ces émanations, il y en a d'autres plus intéressantes pour le sujet qui nous occupe: ce sont celles de l'hydrogène et des hydrocarbures. Dans la plupart des cas, ces gaz s'oxydent et donnent des flammes volcaniques (explosion de la Montagne Pelée à la Martinique, par exemple), mais quand des circonstances particulières les mettent à l'abri de l'oxydation, on a pu recueillir des gaz contenant près de 50 % d'hydrogène et d'hydrocarbures. A Torre del Greco, la lave ayant coulé sous la mer, les gaz ont été recueillis et analysés: ils étaient formés d'un mélange d'hydrocarbures et dans la proportion de 88,46 %. En 1879, l'éruption de l'Etna avait été précédée, 9 mois à l'avance, par d'abondants dégagements, survenus à Paterno, de boues chargées de matières salines, avec  $\text{CO}_2$  et  $\text{C}_2\text{H}_4$ , à des températures variables entre 7 et 33°.

Ces derniers gaz,  $\text{C}_2\text{H}_4$  et H, augmentent au fur et à mesure qu'on s'éloigne du centre d'éruption.

M. CHARLES-S-TE CLAIRE DEVILLE a formulé les lois de la répartition et de la localisation des dégagements d'hydrocarbures. Le siège de ces dégagements, dit-il, est à la plus grande distance possible du centre éruptif et marque le commencement ou le déclin de l'activité volcanique; ils se produisent toujours plus loin de l'appareil volcanique central que les autres émanations gazeuses. Ces dégagements d'ailleurs existent pendant toute l'éruption, mais sont plus ou moins masqués pendant les autres périodes.

Comment et par quelles réactions chimiques sont produits tous ces corps qui, des profondeurs du globe, viennent à la surface ? Ce sont encore pour beaucoup des problèmes non résolus avec certitude. Il n'est pas téméraire cependant de croire que ces réactions sont les mêmes que celles qu'on réalise dans les laboratoires.

Je rappellerai donc que le chlorure de sodium peut être obtenu par une réaction de l'acide chlorhydrique sur les silicates alcalins; que l' $H_2S$  s'oxyde en donnant naissance à du  $SO_2$ , qui, au contact de la vapeur d'eau, se transforme en acide sulfurique qui peut produire les sulfates rencontrés.

Quant aux hydrocarbures, ils peuvent être produits en partant de l'acétylène par adduction, par combinaison à haute température, de molécules d'hydrogène. (Expérience réalisée dans le laboratoire sous l'influence de l'arc voltaïque). L'acétylène peut être obtenu lui-même soit par la réaction de l'oxyde de carbone mêlé de vapeurs chlorhydriques sur des siliciures alcalins-terreux et alcalins que le globe renferme en abondance, soit même par simple décomposition des carbures métalliques alcalins-terreux ou alcalins par l'eau; cette eau existe à la fois à l'état dissocié et à l'état liquide, à cause de la pression même à laquelle elle est soumise, ou même à l'état de vapeur, mais non dissociée en ses éléments, et rencontre les carbures métalliques. Les énormes quantités d' $H_2O$  rejetées par les volcans sont la preuve qu'il existe de l'eau même à l'état liquide ou de vapeur.

L'hydrogène serait produit par la dissociation d'une partie de l'eau soumise à d'autres conditions physiques plus intenses.

Enfin, et c'est un point qui me paraît des plus importants, l'acétylène se décompose par la chaleur en produits polymériques, dont le principal est la benzine, et en carbures saturés ( $C_{2n}H_{2n+2}$ ) ?

Voici un premier point acquis.

D'autre part, depuis les défilés du Danube jusqu'à la Vallée de la Ialomița, la chaîne des Carpathes est constituée par des roches éruptives qui se retrouvent également de l'autre côté de la chaîne, en Hongrie, où elles forment un véritable massif. Ces roches éruptives s'étendent dans la partie sud et orientale de la Hongrie, sur une longueur de 700 kilomètres, en une bande continue, composée de trachites, d'andésites, de rhyolites

et de dacites. Cette immense bande, liée aux Carpathes ou les composant, forme les monts Bodoc, d'Harghita, de Gurghiul, de Gherghiul, etc., une partie des Alpes, de Rodna et les Mont Tibles de Transylvanie. Ce massif éruptif pénètre en Roumanie à l'extrémité Nord-Ouest de la Moldavie. Ces roches éruptives forment donc l'ossature des Carpathes, contre laquelle viennent se coller les plis du Flysch.

Les éruptions se sont succédé à diverses époques de la période tertiaire; la plus ancienne roche éruptive serait un trachyte micacé, qui forme des tufs dans l'Oligocène à *Nummulites intermédiaires*, mais jamais dans les couches sous-jacentes à *Nummulites perforatus*. Puis les dacites et les andésites viennent au jour pendant la période miocène. Des trachytes sont rangés dans l'âge sarmatien et pontien. Les rhyolites les suivent. Enfin viennent les basaltes, qui recouvrent les couches sarmatiennes à cerithes et qu'on croit être oculées pendant ou après le dépôt des couches à congéries.

En résumé, l'activité volcanique dans le massif des Carpathes s'est fait jour depuis l'éocène supérieur jusqu'au pliocène, c'est-à-dire est, dans son ensemble, antérieure aux phénomènes volcaniques du Plateau central de la France.

Or, on ne rencontre le pétrole en Roumanie que dans le Flysch et dans les dépôts subcarpathiques, jusqu'au Pontique, et si on en a trouvé dans les terrains superficiels, c'est en très petite quantité, et il ne provient que d'infiltrations, de transvasements postérieurs.

Un massif puissant de roches éruptives s'est fait jour en Hongrie par une série d'éruptions qui se sont succédé depuis l'éocène jusqu'au pliocène, et c'est tout autour de ce massif, dont les épanchements se sont produits sous l'eau des mers ou des lagunes, que se trouve la ceinture des gisements salifères et pétrolifères de Roumanie, de Bucovine, de Galicie et même d'Allemagne.

Le chlorure de sodium venant se concentrer dans les mers, les lagunes ou dans les délaissés de mer, forme des solutions, saturées ou non, qui se cristallisent par couches successives, soit que l'émanation vienne du fond, soit que l'eau non saturée et chargée de vapeurs chlorurées dissoutes vienne se condenser dans les dépressions naturelles.

Au-dessus de ces premières couches de sel les pressions at-

mosphériques forment un nouveau condensateur pour les puissantes fumerolles qui accompagnent les éruptions ; celles-ci forment une nouvelle couche de sel, dans laquelle on ne trouve pas de fossiles, parce que la vie y était déjà impossible par suite des premières concentrations.

Pour les hydrocarbures, ce sont les émanations de ces fumerolles qui sont venues se condenser, à l'abri de l'air, dans tous les terrains perméables déjà déposés, existant en ces endroits, mais qu'on rencontre en Roumanie seulement dans l'oligocène et le méotique, c'est-à-dire recouverts par la mer Pontique.

Sous l'influence de la chaleur produite par les éruptions, ou même de la profondeur, le méthane s'est combiné à l'H. et a donné naissance aux hydrocarbures saturés composant le pétrole.

Le pétrole s'est donc condensé et concentré dans les couches perméables. Puis immédiatement ou postérieurement, il a été refoulé dans les anticlinaux, qui sont la conséquence même des éruptions dont la Hongrie est le centre, et a formé la série des 4 ou 5 couches parallèles et superposées qu'on rencontre dans l'oligocène et le méotique.

Bien que je ne veuille pas étendre mes observations sur le monde entier, et qu'il serait trop long d'examiner chacun des pays producteurs de pétrole, je dois ajouter que partout où les éruptions tertiaires ont eu lieu on rencontre le pétrole en quantités plus ou moins grandes, mais on y trouve le précieux liquide formant avec le sel une ceinture aux éruptions.

1° Dans ces pays, l'arc de cercle est très développé, si on veut bien considérer les pétroles de Roumanie, de Bucovine et de Galicie.

2° Au Caucase les lignes sont parallèles aux éruptions, lesquelles sont très analogues aux rhyolite de Hongrie et forment de remarquables dykes.

3° En Italie, les éruptions de l'Apennin se sont produites de l'éocène supérieur ; celles de l'Italie centrale sont plus récentes ; celles des champs phlegriens de même ; et ces 2 séries d'éruptions correspondent à 2 séries de gisements, ceux du Piémont et ceux des Abruzzes (Toco-caseuria). Ces gisements ne doivent-ils pas se rattacher aux phénomènes volcaniques si nombreux dans ce pays ?

4° A Java, à Sumatra, à Bornéo, c'est non loin des centres d'éruptions qu'on rencontre le pétrole.

5° Dans l'Amérique du Nord, les montagnes Rocheuses ont été le théâtre d'épanchements éruptifs considérables, qui ont une grande analogie avec ceux de Hongrie.

6° En République Argentine, on a trouvé du pétrole et rencontre les ondes et les trachytes.

7° En France, dans le plateau central, se rencontrent des gisements de bitumes ou pétroles oxydés et des asphaltes calcaires imprégnés, et là les phénomènes éruptifs sont nombreux et durables.

8° En Algérie, on a signalé la présence de pétrole, outre la série des roches tertiaires, rhyolites, ondes salées, on y trouve même un granit tertiaire.

La relation est si grande et si habituelle entre le pétrole et les roches tertiaires, qu'il suffit de savoir qu'il existe du pétrole pour découvrir non loin des roches tertiaires, et bien que la présence de roches tertiaires semble entraîner ce pétrole. Ce qui me fait dire que ce n'est que dans le voisinage des éruptions qu'on rencontre le pétrole, et dans les couches posées ou qui se déposaient aux époques de ces éruptions.

La conclusion me paraît donc facile à tirer : à savoir que le pétrole serait d'origine chimique, provenant de la décomposition des carbures métalliques par l'eau avec formation d'hydrogène qui, sous l'influence de la chaleur, se transforme en carbures saturés amenés au jour avec les éruptions de roches tertiaires.

Le sel lui-même serait produit par la décomposition des chlorures alcalins par l'acide chlorhydrique, amené lui aussi par les éruptions à l'état de fumeroles, lesquelles se condensent dans les eaux existantes.

Je m'empresse d'ajouter que ce n'est pas dans les lieux mêmes d'où on l'extrait que le pétrole s'est concentré; mais c'est par migration, et à la suite des compressions et mouvements des terrains que le pétrole s'est écoulé et réuni entre deux couches imperméables. Les anticlinaux, si utiles pour décider les lieux d'exploitation, ne seraient que des lignes privilégiées de concentrations postérieures.

Je ne ferai pas la critique des théories qui font dériver le pétrole de la distillation des corps organiques: elle a été trop magistralement par M. le Dr. Mrazec.

J'ajouterai cependant que si cette théorie était vraie, il

vrait-on pas rencontrer le pétrole partout où il y a eu des mers servant de nécropoles aux animaux et aux végétaux accumulés, partout même où il y aurait du plancton, c'est-à-dire partout au fond des mers ?

Néanmoins la théorie de la formation du pétrole par le plancton, c'est-à-dire celle émise par le savant professeur Mrazec, me semble répondre victorieusement à l'objection de quantité qui me semble si facile à faire aux théories des corps organiques ; elle permet de conclure à la puissance des gisements pétrolières par analogie avec celle des puissants bancs calcaires, formés également par les infiniments petits.

Aussi à mon avis, il existe des gisements d'huiles dont l'origine me semble nettement sédimentaire et organique, par exemple : les schistes d'Autun, ceux de Seyssel, de Bussières, les Mines de St. Hilaire, pour ne citer que ceux de France. Dans ceux-ci, les roches sont imprégnées et il faut les distiller pour en extraire le combustible. La nature de celui-ci est nettement différente de celle des pétroles de ce pays ; et leur distillation donne beaucoup de gaz ammoniacaux.

Pour terminer, je dirai que l'intéressante question de l'origine du pétrole doit être tranchée par la chimie, à laquelle doit appartenir le dernier mot dans la discussion.

Par la distillation de corps organiques on a bien obtenu un liquide brun, brûlant comme du pétrole, en ayant l'apparence, mais n'en ayant pas la composition chimique, puisque ce ne sont pas des carbures saturés ; ce n'est donc pas de ce côté qu'il faut chercher la vérité ; au contraire, dans les laboratoires on obtient des carbures saturés liquides ayant la composition et l'apparence du pétrole, en partant de l'acétylène par la combinaison sous l'arc voltaïque de cet acétylène libre. C'est donc, à mon avis, de ce côté que doit être la vérité.

ÜBER DIE BILDUNG  
DER  
RUMÄNISCHEN PETROLEUMLAGERSTÄTTEN

VON  
L. M R A Z E C (1)

HISTORISCHES.

Der erste, welcher sich mit dem geologischen Studium rumänischer Petroleumlagerstätten beschäftigte, war COQUAND, welcher im Jahre 1867 die Gruben der Moldau und Moldavia (Wallachei) besuchte. Er vertritt die Meinung, dass Erdöl ein natürliches Produkt internen Ursprungs, welches, aus dem Erdinnern aufsteigend, sich in Meere und Seen ergoss, stehenden Gesteine imprägnierend. Er leugnet jede organische Beziehung zwischen Erdöl und Salz, welche letztere für sedimentär hält. Ähnliche Ansichten über die Entstehung des Petroleums der rumänischen Karpaten verfochten auch E. FUCHS und SARASIN (3), welche im Jahre 1872 die Lagerstätte Cămpina untersuchten. «Nous n'hésitons pas», schreiben sie, «tout en admettant dans certains cas spéciaux le rôle des matières organiques, à assigner au pétrole en général une origine plus franchement éruptive, l'assimilant ainsi dans une certaine mesure aux hydrocarbures, dont le dégagement constitue les derniers termes de la série des phénomènes volcaniques». Weiter fahren sie fort: «Le pétrole est une matière qui arrive au jour par des systèmes de fractures, et se dégage d'urgence sont alignés parallèlement aux directions générales des accidents orographiques et géologiques de la contrée».

(1) Auszug aus der Antrittsrede, gehalten in der rumänischen Sitzung vom 5. April 1907.

(2) COQUAND. Sur les gites de pétrole de la Valachie et de la Moldavie et sur l'âge des terrains qui les contiennent. Bull. soc. géol. de France, 1867.

(3) E. FUCHS et SARASIN. Notes sur les sources de pétrole de Cămpina (Valachie). Archives des sciences nat. Genève, 1873.

Im Jahre 1887 hielt GRIGORIE COBALCESCU (1) in der rumänischen Akademie seinen Antrittsvortrag über den „Ursprung und die Lagerstätten des Petroleum im allgemeinen und der Karpaten im speziellen“. Die Resultate der Untersuchungen ABICHS (2) über die Petroleumlager der Halbinseln Taman und Kertsch, und die Studien SAINT-CLAIRE DEVILLES (3) und anderer über die Fumerollenprozesse hatten einen mächtigen Einfluss auf COBALCESCU ausgeübt, welcher zum begeisterten Anhänger der Theorie des „plutonischen oder eruptiven Ursprungs des Petroleum“ wurde. Er kommt zum Schlusse, dass das Vorkommen von Erdöl in engem Zusammenhange mit grossen Störungen der Erdkruste und langandauernden Eruptionen stehe, und stellt fest, dass die Petroleumlager in Rumänien an Antiklinalen gebunden sind. Die Petroleumeruptionen sind nach ihm in Galizien und der Moldau postmediterranean, im eigentlichen Rumänien (Muntenia) oberpliocänen Alters (4). Was die Entstehung des Salzes anbetrifft, glaubt COBALCESCU, dass dasselbe ebenfalls aus dem Erdinnern stammt, da ihm sonst das Vorkommen von Salzstöcken in Süsswasserablagerungen, wie es TIETZE (5) für den Salzstock von Băicoi-Țintea und COBALCESCU für denjenigen von Colibași annahm, unaufgeklärt erscheine.

Seit dem Erscheinen der Untersuchungen COBALCESCUS haben die geologischen Aufnahmen, namentlich auch der Petroleumgebiete, in Rumänien grossen Fortschritt zu verzeichnen, und die sich Bahn brechende Erkenntnis verdrängte allmählich die früher mit solcher Begeisterung verfochtenen Ansichten.

Die Theorien über „Vulkanität“ des Petroleum und des Salzes haben sich überlebt, und der Schleier, welcher lange die Tektonik der rumänischen Karpaten verbarg, ist heute grösstenteils

(1) GR. COBALCESCU. Despre originea și zăcămintele petroleului în general și particular în Carpați. Discurs de recepțiune la Academia Română. Ședința din 20 Martie 1887.

(2) HERM. ABICH. Über die Produktivität und die geotektonischen Verhältnisse der kaspischen Naphtharegion. Jahrb. der k. k. geol. Reichsanstalt Wien, 1879, pag. 165–189.

(3) ST. CLAIRE DEVILLE, in COBALCESCU pag. 4.

(4) GR. COBALCESCU ibid. pag. 81.

(5) E. TIETZE. Notizen über die Gegend zwischen Plojeschti und Kam-pina in der Walachei. Jahrb. der k. k. geol. Reichsanstalt, Wien, 1883, pag. 392–395.

gelüftet, dank der Studien fremder und rumänischer Geologen.

Man stösst vielleicht beim Studium keiner Minerale auf so grosse Schwierigkeiten, wie bei demjenigen des Petroleum.

Hier haben wir es mit einem flüssigen Mineral zu tun. Die Lagerstätte sich nie in einem stabilen Gleichgewicht befindet. Das Mineral, dessen Entstehungsgeschichte nicht notwendig mit der Bildung der Lagerstätte selbst verbunden ist, welches, was seine Lagerungsform anbetrifft, von äusseren Umständen sehr beeinflusst wird, obschon es chemisch gesehen vielleicht mehr Widerstand bietet, als wohl irgend ein festes Mineral.

(1) W. TEISSEYRE. Zur Geologie der Bacau'er Karpathen. Jahrbuch geol. Reichsanstalt. XLVIII. Bd. Wien, 1898.

W. TEISSEYRE, in C. BOURQUEL. Contribution à l'étude des pétroleux. Bulet. Soc. de Ştiinţe, Bucureşti, 1900.

SAVA ATHANASIU. Asupra prezenţei petrolului în Suceava. de Ştiinţe. Bucureşti, 1901.

L. MRAZEC et W. TEISSEYRE. Aperçu géologique des formations et des gisements de sel en Roumanie. Monit. Petr. Rom. 1903.

L. MRAZEC și W. TEISSEYRE. Comunicare preliminară asupra geologiei a regiunii Câmpina-Buștenari. Analele Acad. Rom. S. XXVIII. Mem. sect. științifice 1906, und französisch in Bull. de sciences de Bucarest. An. XVI. No. 3 et 4, 1906.

L. MRAZEC. Comunicare preliminară despre vârsta straturilor din România. Congresul Asociațiunii Române pentru înaintarea științelor, 1906.

L. MRAZEC. 1. Contributions à l'étude des formations pétroleuses en Roumanie. Monit. Petrol Rom. 1903.

2. Distribuirea geologică a zonelor petrolifere în România. Asociaț. Rom. p. înaint. și răsp. științelor. Memoriu din 1903.

3. Contribuțiune la geologia regiunii Moreni-Gura-Ocnitei, Muntenia. Rom. 1905.

4. Observations sur la genèse du pétrole de Roumanie. Mem. der Soc. de Ştiinţe, Bucureşti 1905, und Mon. Petrol. Rom. 1903.

L. MRAZEC, in: L. EDELEANU et I. TĂNĂSESCU. Etude de la région pétrolière. Laboratorul de Chimie. Ministerul Agric., Industriei, Comerțului, 1903.

S. ATHANASIU, für die Flyschzone der nördlichsten Moldau, u. W. TEISSEYRE für die Flyschzone und die Subkarpaten, G. M. MURGOCI für die Flyschzone und die Subkarpaten, G. M. MURGOCI. Arbeiten der mit dem Studium der Petroleumregionen beauftragten Kommission, Bukarest, 1904.

G. M. MURGOCI. Tertiary formations of Oltenia with regard to petroleum and mineral springs. Chicago, 1905. The Journal of Geology, vol. XIII.

Um in kurzen Zügen einen Überblick über die Entstehungsgeschichte und die Entwicklung einer Petroleumlagerstätte zu gewinnen, müssen wir folgende Punkte ins Auge fassen:

1. Die Entstehung des Erdöles,
2. Die Migration dieses Minerals,
3. Die eigentliche Bildung der Lagerstätte.

Die Veränderungen, welchen ein Petroleumlager nachträglich unterworfen ist, würden ihrerseits wieder ein Kapitel für sich bilden.

## I.

Hinsichtlich der Bildung des Erdöls der grossen Lagerstätten stehen sich bekanntlich zwei Ansichten gegenüber: die eine für Rumänien, von COBALCESCU verfochtene, welche das Petroleum als ein aus dem Erdinnern stammendes, anorganisches Produkt betrachtet, die andere, welche in diesem Mineral das Resultat einer Fäulnis organischer Wesen erblickt.

Eher der Kuriosität als der Vollständigkeit halber mag noch die Hypothese des kosmischen Ursprungs des Erdöls erwähnt werden (1).

## A.

Von allen auf den anorganischen Ursprung des Petroleums sich beziehenden Hypothesen sollen nur die erwähnt werden, welche verdienen, näher in Betracht gezogen zu werden.

Nach MENDELEJEFF (2) soll das Erdöl das Kondensationsprodukt der Kohlenwasserstoffe sein, welche durch das bis zum feuerflüssigen Erdinnern vordringende Wasser im Kontakte mit den Metallkarbiden entstehen.

MOISSAN und LE BELL (3) nehmen ebenfalls analoge Prozesse an. Nach CHARITSCHKOFF (4) soll sich der Vorgang zwischen Metallkarbiden und Salzlösungen vollziehen, während SABATIER und SEN-

(1) SOKOLOFF. Archiv. Sciences phys. et nat., 1873. IOAN ADADUROW und R. ZALOZIECKI, Neuere Beiträge zur Hypothese der Erdölbildung, Naphtha, 1902, pag. 400 etc.

(2) MENDELEJEFF. Über die Elastizität. etc.

(3) C. R. LXXXI, 9.

(4) CHARITSCHKOFF, Zur Chemie der naphthabildenden Prozesse. Journ. der russ. ph. chem. Gesellsch. 1896 und Chem. Revue, 1897 u. 1898.

DERENS (1) später gezeigt haben, dass das Wasser b war: der erdalkalischen Metalle und ihrer Karbide sie serstoff und Acetylen zersetzt. Diese Gase sollen je Reaktionsverhältnissen zu den verschiedensten Kohl stoffen führen können, wenn sie auf ihrem Wege fe Schwermetalle aus der Eisengruppe antreffen.

Die Theorie des anorganischen Ursprungs des P wurde namentlich vom chemischen und lithologischen St aus angegriffen.

Die Einwendungen gegen die chemischen Reaktionen nicht in Betracht gezogen werden, da sich die betreffe pothesen auf Laboratoriumsversuche stützen, und es geschlossen ist, dass sich dieselben Reaktionen auch i tur vollziehen. Die Einwendungen lithologischer N beziehen sich nur auf die Lagerungsform des Petro nicht auf seine Entstehung selbst und auf die Bildu Lagerstätte, so dass auch sie allein ebenfalls nicht dend sind.

Die Frage muss von vornherein richtig ins Au werden: In der Diskussion über die Bildung von Pe gerstätten lassen wir die Vorkommnisse bituminöser S jedweder Natur, welche sich in kleinen Mengen an ve Orten finden, bei Seite und beschäftigen uns nur mi lenwasserstoffen, welche mächtige Lagerstätten bilde halb auch eine bedeutende Rolle auf dem heutigen W spielen.

Die Frage ist demnach folgendermassen zu stellen Petroleum der grossen Lagerstätten und dasjenige der rumänischen Lagerstätte ganischen oder organischen Ursprungs, die von SUESS (2) für die in der Erde zirk den Wasser aufgestellten Begriffe zu v meinern: Ist das Petroleum der wichtigen stätten juvenil oder vados?

(1) P. SABATIER et I. B. SENDERENS. Méthode générale de des naphthènes, C. R. CXXXII, pag. 566, 1901. Synthèse des div Contributions à la théorie de la formation des pétroles na CXXXIV, pag. 1185, 1902.

(2) E. SUESS, Über heisse Quellen. Verhandl. der Gesellch Naturf. u. Ärzte, Karlsbad, I, 1902.

Da weder chemische Versuche noch lithologische Beobachtungen die entscheidende Antwort zu geben vermögen, so müssen wir anders vorgehen, um der Lösung der Frage näher zu rücken.

Bedenken wir vor allem, dass die verbreitetsten der anorganischen Theorien einesteils einen feuerflüssigen Erdkern voraussetzen, andererseits die Existenz tiefer Dislokationen in der Erdkruste annehmen, welche dem Wasser den Zutritt zum glühenden Erdinnern gestatten, den entstehenden Kohlenwasserstoffen zugleich als Ascensionskanal dienend.

Um eine solche Entstehungs- und Bewegungsart der Kohlenwasserstoffe näher beleuchten zu können, scheint sich vor allem uns ein näheres Studium der Eruptivmagmen aufzudrängen, welche uns die Bedingungen des feuerflüssigen Erdinnern vorzeigen; nachher werden wir sehen, ob sich bei der Betrachtung von postvulkanischen Prozessen und von Gegenden mit tiefen Dislokationen Gründe für oder wider die anorganische Entstehung des Petroleum finden lassen.

Bekanntlich enthalten die Eruptivmagmen immer Mineralisatoren, d. h. Gase und Dämpfe, welche auf den Verlauf der Erstarrung der meisten Eruptivgesteine einen mächtigen Einfluss ausüben (1). Je nach den Bedingungen wird ein kleinerer oder grösserer Teil dieser Gase und Dämpfe in dem aus krystallisierenden Magma zurückgehalten.

Unter den Mineralisatoren eines Eruptivmagmas sind Kohlenwasserstoffe bis jetzt noch nicht nachgewiesen worden, und sie können bei Erwägung der Bedingungen, unter denen solche existieren können, auch nicht vorhanden sein.

Man hat jedoch bituminöse Substanzen in kleinen Geoden von Eruptivgesteinen, sowie kohlenwasserstoffhaltige Exhalationen in Lavafumeroles konstatiert, so dass es wahrscheinlich scheint, dass sich dieselben während der Verfestigung des Magmas bilden (2).

(1) Die entweichenden Gase der Fumarolen bestehen hauptsächlich aus O, N, Ar, H, CO<sub>2</sub>, CO, Cl, H<sub>2</sub>, B (OH)<sub>3</sub>, F, H, SiH<sub>4</sub>, SO<sub>2</sub>, etc., ferner aus Kohlenwasserstoffen, unter denen bis heute erst Methan bestimmt wurde.

Diese Körper sind der beste Beweis dafür, dass Gase im Magma aufgelöst sind, oder dass sich dieselben während der Erstarrung bilden können.

(2) Kohlenwasserstoffexhalationen aus Fumarolen sind übrigens schon

Nach der unter Druck sich vollziehenden Verfestigung des Magmas bleibt eine Art Mutterlauge zurück, welche gesättigt ist (1), und welche durch Druckverminderungen und sich auf der Erdoberfläche kundtun können als Fumarolen, dann als Geysir und Thermalquellen schliesslich als Sauerlinge und Kohlensäureexhalationen.

Gewöhnlich gelangen nur die leichtlöslichen Körper der zirkulierenden mineralisierten Wässer, bis zur Erdoberfläche. Die schwerer löslichen und namentlich die Metalle werden in Spalten in der Tiefe abgesetzt, wo sie Erzlagerstätten bilden.

Es muss hervorgehoben werden, dass in fast sämtlichen Lagerstätten kleine Mengen von Bitumen oder von anderen flüssigen oder festen Kohlenwasserstoffen gefunden wurden. Die anzuührenden Beispiele sind sehr zahlreich. Nie wurde das Vorkommen von Kohlenwasserstoffen in vulkanischen, postvulkanischen Produkten, wie Thermalwässern, in den Erzeugnissen der letzten postvulkanischen Phase in Sauerlingen und Mofetten, angezeigt.

Die ältesten Untersuchungen sind in dieser Hinsicht die von DE VILLES und FOUQUÉ über die Fumarolen eines sich ergiessenden Lavastromes von Torre del Greco an Neapel; sie beobachteten hier, dass die Kohlenwasserstoffmenge mit der Entfernung vom Eruptivzentrum zunahm.

JANSEN stellte mittelst des Spektroskopes das Dasein von Kohlenwasserstoffen in den Flammen fest, welche aus dem Lavasee der Insel entwichen.

In A. de LAPPARENT, *Traité de Géologie*, pag. 113.

P. S. Inzwischen haben die schönen Arbeiten von A. BRUNO gezeigt, dass in den natürlichen Gläsern grosse Mengen von Kohlenwasserstoffen sich finden.

MOISSAN fand in den Fumarolengasen des Vallée de la Rivière auf Martinique folgende Elemente und Körper:

O . . . . . 13,67	CH <sub>4</sub> . . . . . 5,46
N . . . . . 54,94	H . . . . . 8,12
Ar . . . . . 0,71	HCl . . . . . Spuren
CO <sub>2</sub> . . . . . 15,38	S (Dampf) . . . . . "
CO . . . . . 1,60	H <sub>2</sub> O . . . . . Gesättigter Dampf (

in A. LACROIX, *La montagne Pelée et ses éruptions*. Paris 1906.

(1) R. DELKESKAMP. *Vadose und juvenile Kohlensäure*, 2. Aufl. prakt. Geologie, 1906.

(2) R. DELKESKAMP. *ibid.*, pag. 43.

(3) Siehe auch H. HÖFER. *Das Erdöl und seine Verwandten*,

Aller Wahrscheinlichkeit nach scheinen demnach die juvenilen Kohlenwasserstoffe an die Erzlagerstätten gebunden zu sein, und eine genetische Abhängigkeit dieser beiden Produkte scheint manchmal zu existieren (1). In den oberen Schichten der Erdkruste jedoch und an der Oberfläche selbst beobachtet man im Gegenteil einen Oxydationscharakter aller postvulkanischen Prozesse, und an Stelle der Kohlenwasserstoffe machen sich hier Exhalationen von Kohlensäure geltend.

Man kann deshalb, auf diesem Standpunkte füssend, die Erdkruste im grossen und ganzen in zwei Schichten einteilen: in eine untere Zone, welche durch Reduktionsprozesse charakterisiert wird, und eine obere Zone, wo die Oxydationsprozesse des Kohlenstoffes und seiner Verbindungen die Hauptrolle spielen.

Juvenile Kohlenwasserstoffe können demnach in Eruptivgesteinen existieren, und ihr Dasein kann auch in den Produkten postvulkanischer Prozesse nicht geleugnet werden, wo sie allerdings an grössere Tiefen gebunden zu sein scheinen (2).

Es erübrigt jetzt festzustellen, ob man in porösen Sedimentgesteinen, welche sich in der Nähe von Eruptivmassen befinden, oder von einem Spaltenetz von Erzgängen durchbrochen werden, Kohlenwasserstoffe überhaupt angesammelt findet. Wenn

(1) Nach DE LAPPARENT soll sich der Sulfatarenprozess in den Quecksilberlagerstätten der Sulphur-Bank in Californien in einem Reduktionsmedium vollziehen, was die Bildung der Sulfide und der dort auftretenden Kohlenwasserstoffe erklären würde. DE LAPPARENT. *Traité de Géologie*, 1906, pag. 495, etc. Die Tatsache, dass sich fast in sämtlichen Erzgängen die Erze primär als sulfidische finden, kann als Stütze dafür aufgefasst werden, dass vielleicht auch die Kohlenwasserstoffe bei der Bildung der Erzlagerstätten eine bedeutende reduzierende Wirkung ausüben.

(2) HÖFER glaubt, dass die bituminösen Substanzen, welche sich hier und da in Eruptivgesteinen vorfinden, aus den von den Eruptivgesteinen durchbrochenen Kohlenflözen oder bituminösen Schichten stammen, und dass sie demzufolge sekundäre Produkte seien. Aus den petrographischen Untersuchungen geht hervor, dass die Höfer'sche Auslegung sich nur in Ausnahmefällen bewahrheiten könnte. (Höfer loc. cit., pag. 126—127).

sich allenfalls Kohlenwasserstoffe in solchen Bedingungen so würde sich die Frage aufwerfen: steht diese Lagerung mit der Bildung der Eruptivprozesse in ursächlichem Zusammenhang?

Dank der gebirgsbildenden Bewegungen, welche ohne Unterbrechung von Anfang des primären Zeitalters bis heute die Erdkruste stetig veränderten und zufolge der dadurch bedingten Erosion, sind viele der abysmalen Eruptivgebiete bis in große Tiefen aufgeschlossen. Weil der Mechanismus der Erdkrusteneinstellung sich in grosser Tiefe vollzogen hat, so bieten die Tiefengesteine offenbar die besten Bedingungen für die Lagerung von Kohlenwasserstoffen. Es eignen sich deshalb diese Gegenden speziell zum kritischen Studium der Theorie des organischen Ursprungs des Erdöls.

Bis heute fand man in keiner der in Frage kommenden Gegenden, welche in den meisten Fällen sowohl petrographisch als auch geologisch sehr gut bekannt sind, weder im Erzgestein selbst, noch in den durch dasselbe durchbrochenen Sedimentgesteinen Anzeichen, welche die Hypothese reicher Kohlenwasserstoffexhalationen aus dem Eruptivgestein unterstützen würden.

Was die postvulkanischen Prozesse anbetrifft, haben diese seit Jahrhunderten gut bekannte Abbau in Erzgebieten, zählige Schächte, Stollen und Strecken von Hunderten bis zu mehreren Metern Länge und in Tiefen von über 1000 m bewiesen, dass keine ölführenden porösen Sedimentgesteine vorkommen, die im Zusammenhang stehen würden mit der Lagerung solcher Erzlagerstätten, und zwar sogar dann, wenn in der Erzlagerstätte selbst bituminöse Substanzen gefunden wurden.

In Übereinstimmung mit dem Gesagten macht sich die vollständige Abwesenheit von Kohlenwasserstoffen in Sedimentgesteinen geltend, welche sich in Gegenden befinden, die durch postvulkanische Prozesse ausgezeichnet sind. So ist z. B. die Kette von vulkanischen Gegenden, welche die pannonische Senkung (die ungarische Niederung) umgibt, im allgemeinen frei von Petroleumlagerstätten, welche sich gewöhnlich gerade am Aussenrande des Karpatenbogens anfinden, wo Eruptiverscheinungen unbekannt sind. Ähnliche Verhältnisse sind zu häufig, wir brauchen in Europa nur die

tivgegenden Böhmens, Deutschlands, des Plateau Central, Norditaliens, Griechenlands etc. zu betrachten. Trotzdem müssen wir anerkennen, dass in Niederländisch-Indien, auf Sumatra und Java, Petroleumlagerstätten in der Nähe von vulkanischen Ketten existieren. Man hat aber hier beweisen können, dass ein Zusammenhang zwischen den vulkanischen Manifestationen und dem Vorkommen des Erdöls absolut ausgeschlossen ist.

Wir kommen deshalb zum Schluss, dass während aller Phasen vulkanischer Prozesse — von der Verfestigung eines Magmas angefangen — Kohlenwasserstoffe sich bilden können; aber bis heute hat man in Eruptivgegenden, seien sie jung oder alt, keine Phänomene beobachten können, welche für einen genetischen Zusammenhang zwischen der Petroleumlagerstätte und den Eruptivprozessen sprechen würden.

Untersuchen wir dieselbe Frage vom tektonischen Standpunkt aus, d. h. suchen wir festzustellen, ob ein Zusammenhang besteht zwischen den grossen und namentlich tiefen Dislokationen und den Petroleumlagerstätten.

Bekanntlich befinden sich die grossen Petroleumlagerstätten immer in mehr oder weniger stark dislozierten Gegenden. Aber mögen die Schichten noch so gefaltet sein, immer ist die Faltung nur eine relativ oberflächliche, welche nicht bis zu dem feuerflüssigen Erdkern reicht, dessen Dasein übrigens nicht nur nicht bewiesen, sondern von vielen angezweifelt wird.

Wenn wir die Gegenden betrachten, welche von tiefen Brüchen durchsetzt werden, oder wo die Faltungen sich in grosser Tiefe vollzogen haben könnten, so dass mächtige Schichtenkomplexe in den Faltungsbereich gezogen wurden, und sogar bei vorausgesetztem feuerflüssigen Erdinnern eine Beeinflussung der Zonen, wo das Dasein gasförmiger Körper möglich ist, stattfinden konnte, sogar in diesem Falle erhellt aus den geologischen Untersuchungen, dass kein einziges Argument für die Entstehung des Petroleums in den Tiefen des Erdinnern spricht.

Die Karpaten werden z. B. von einer Reihe von Senkungen und Horsten umgeben, die vorgeschobenen Teile der russischen und präbalkanischen Plattform. Diese Horste und Gräben werden durch tiefe Brüche getrennt, wie z. B. den Weichselbruch zwischen dem podolischen Horst und der volhynischen Senkung, die Brüche zwischen dem podolischen Horst, der

volhynischen und moldauisch-bessarabischen Senkung Dislokationslinien Galați-Tulcea und den sogenannten bruch, d. h. das Bruchsystem, welches gegen Nordwesten den Horst der Dobrogea umgibt.

In Rumänien haben wir noch eine andere Senkung, der moldauisch-bessarabischen, welche ich die *Getispresion* nenne. Diese Depression umfasst die Hügel C den westliche Teil der rumänischen Ebene und die Hü teniens bis zum Dâmbovițatal, ferner die Hügel Ostsero Nordbulgariens bis ungefähr zum Flusse Vid.

Diese der perikarpatischen Geosynklinale entsprechende bildete sich am Ende der Oberkreide und w einem hier und da unterbrochenen Bande von Flysch v pus des Klippenmantels umgeben. Von der Oberkreide zum Policän lagerten sich in derselben ununterbroche dimente ab (2). Ein System tiefer Störungen scheint einzurahmen und trennt sie von dem Balkan und den kry mesozoischen Überschiebungsdecken der Südkarpaten.

Die Gegenden längs der Brüche, welche die Senkung umrahmen, sind im allgemeinen gut studiert und an eini len bis in eine Tiefe von mehreren Hunderten von bekannt, wie z. B. durch die Bohrungen im Bărăgan bei Lemberg (4). In keinem Falle, sei es in der Tiefe der Oberfläche, hat man in den Brüchen benichbarter S das Dasein von Petroleumlagerstätten nachweisen könn

Ausserdem zeigt sich vom tektonischen Standpunkt : sich die Petroleumlagerstätten der Karpaten in den in überschobenen Teilen der kretazischen-tertiären Geosyr zusammendrängen, entfernt von irgend welcher tiefen kation (5).

Wenn wir die Bemerkungen zusammenfassen, die wir des anorganischen Ursprungs des Petroleums machten,

(1) W. TEISSEYRE. Versuch einer Tektonik des Vorlandes de ten in Galizien und Bukovina. Verhandl. der k. k. geol. Reichsan pag. 290—308.

(2) G. M. MURGOEL. Tertiary formations of Oltenia with regar petroleum and mineral springs. 1906.

(3) C. ALIMANIȘTEANU. Sondagiul din Bărăgan.

(4) W. TEISSEYRE. Versuch, etc. pag. 311—312.

(5) Siehe auch .H HÖFER. Das Erdöl, etc. pag. 169—170.



jenigen ENGLERS (1) haben gezeigt, dass Fette, seien sie tier oder pflanzlichen Ursprungs, wahrscheinlich das Ausgangsmaterial sind, um Körper zu erhalten, welche bituminöse Substanzen zusammensetzen. Dieser Chemiker, dessen zahlreiche Studien über die Bildung des Petroleums die Grundlage fast sämtlicher chemischen Untersuchungen bilden, welche später in dieser Richtung verfolgt wurden, kommt zu dem Schlusse, dass während der Fäulnis der stickstoffhaltigen Substanzen der grösste Teil des Stickstoffes verloren geht und nur die Fettsubstanz bleibt, welche später in Kohlenwasserstoffe übergeführt wird. Diese Umwandlung hat man auf experimentellem Wege erreicht, allerdings bei einem Drucke von 20—25 Atm. und einer Temperatur von 365—420° (2). Dass die Fette der Kadaver widerstandsfähiger gegen die Fäulnis sind, als die stickstoffhaltigen Substanzen, hat man durch Untersuchungen an Kadavern, speziell an Leichenwachs, bewiesen. Dieser Widerstand der Fettsubstanzen würde auch die kleine Menge Stickstoff erklären, welche im Petroleum vorkommt (3).

Nach HÖFER, welcher der Engler'schen Theorie die geologische Basis schuf, verfügt die Natur über folgende Wärmequellen, welche einigermaßen im Stande wären, den durch die Engler'schen Versuche verlangten Bedingungen zu genügen:

Fermentationsprozesse der stickstoffhaltigen Substanzen, welche nicht entweichen sind; die Wärme, welche der geothermischen Tiefenstufe der in Betracht kommenden Zone entspricht; die Wärme, welche durch tektonische Vorgänge, sowie durch den Druck der aufliegenden Sedimente infolge der Deformation der Schichten und der innern Reibung entsteht. Da diese Faktoren immerhin die Temperatur nicht bis zu demjenigen Punkte steigern können, bis zu dem die Fäulnisprozesse abbrechen, so

(1) C. ENGLER. La chimie de la formation du pétrole, Congrès international de chimie, Paris 1900.

„ Zur Bildung des Erdöls. Ber. deutsch. chem. Gesellsch.

„ Zur Geschichte der Bildung des Erdöls. Ber. deutsche Gesellsch., 1900.

C. ENGLER und A. FLACHS. Bitumen aus Liasschiefer von Reichenbach. Karlsruhe chem. Gesellsch., I, pag. 29, 1905.

Bericht in H. POTONIE. Zur Frage nach den Urmaterialien der Erdöl- und Gasbildung. Jahrb. der kgl. preuss. geol. Landesanstalt und Bergakademie, 1905, pag. 347—351, etc.

(2) Siehe H. HÖFER. Das Erdöl, etc., pag. 198.

(3) „ „ „ pag. 197.

können, wie ihn die Versuche verlangen, so würde sich der Ausgleich durch den höhern Druck, welcher bei Laboratoriumsversuchen immer ein beschränkter bleibt, und durch den Faktor Zeit vollziehen (1).

Obschon ENGLER nicht ausschliesst, dass die niedere und namentlich die Mikroflora bei der Bildung des Petroleums eine Rolle spielen kann, so glaubt er doch, dass die Bitumen sich hauptsächlich durch die Fäulnis animalischer Substanzen bilden. Die erste Schwierigkeit, welche dieser Theorie, wie selbst Engler bemerkt, entgegentritt, ist die Anhäufung einer notwendig mächtigen Masse von tierischen Überresten, welche die grosse Menge von Kohlenwasserstoffen liefern sollte, die man in einigen Lagerstätten antrifft. Um dieser Notwendigkeit Genüge zu leisten, hat man Massentode der Meeres- oder Süsswasserfauna angenommen, herbeigerufen durch eine Änderung der Küste, welche die Folge von Salzwasseregüssen in Süsswasser, oder umgekehrt, sein konnte; oder man macht Apell an Epidemien, Beben und unterseeische Eruptionen und endlich an eine intensive Entwicklung des tierischen Lebens, dank des Fehlens von Aasfressern, so dass sich die Leichen am Grunde der Gewässer absetzen können, wo sie von Sand und Schlamm bedeckt werden (2).

Zahlreiche Beobachtungen bestätigen auch wirklich die Möglichkeit ähnlicher Ereignisse, welche allerdings dennoch beschränkt dastehen dürften. Als ein Hauptargument können die Resultate der Untersuchungen N. A. ANDRUSSOWS angeführt werden, welche dieser Forscher an der Karabugas-Bai, am östl. Ufer des Kaspischen Meeres, unternommen hat. Durch Verdunstung wird das Wasser des Golfes so salzig, dass die reiche, aus dem offenen Meere durch Strömungen hereingeführte Fauna abstirbt. Während der warmen Jahreszeiten ist der Strand des Golfes vollständig von Fischkadavern bedeckt, welche zum Teil im feinen Schlamm vergraben werden, so dass die Bedingungen der Bituminisation erfüllt sind.

Auch HÖFER plädiert für die Hypothese, dass die grossen Petroleumlagerstätten genetisch mit einer Anhäufung von Kadavern von Meerestieren verbunden seien. Er stellte fest, dass die Mehr-

(1) H. HÖFER, *Das Erdöl*, etc., pag. 198.

(2) C. ENGLER, *La chimie de la formation du pétrole*, pag. 28, ferner H. HÖFER *ibid.*, pag. 197.

zahl der primären Petroleumlagerstätten Meeresablage angehören und zwar Seichtsedimenten, und nichts dafür, dass die Sedimentation in der Tiefsee vor sich ging dem Strand trugen Wellen und Wind die Kadaver zusammen, welche dort von neuen Lagen überdeckt wurden. Das Erdium der Umwandlung begann; die Überdeckung wurde das fortgesetzte Spiel der Wellen immer mächtiger u Luftabschluss dadurch vollkommener. Die Küste war im begriffen, das Meerwasser überdeckte den Sand- und L wall, der Luftabschluss wurde dadurch noch vollständiger der Wall wurde von neuen Sedimenten überlagert\*.

Weil die primären Erdöllager sich häufig in Schicht Lagunenfacies befinden, so vergleicht HÖFER ihre Entstehungen mit denjenigen der Sedimente der Lagunen, das westliche Ufer des Roten Meeres umranden. Die schw den Leichen der Meeresfauna werden hier von den Win Ufer und in den Lagunen zusammengetrieben, wo sie sich dem von den Wellen herbeigefegten Sande vergraben v Damit das entstehende Petroleumlager erhalten und so jüngerer Schichten überdeckt werde, muss auch hier ein kung der Küste samt den Lagunen angenommen werden sich in einer Lagune abspielt, kann ebensowohl in eine oder Meeresarm geschehen. HÖFER schliesst sogar eine Anl von Kadavern in Delten nicht aus (1).

2. Einer der besten Kenner der Petroleumlagerstätten, ZUBER (2), sieht im Petroleum ein Produkt hauptsächlich p chen Ursprungs, das Resultateiner Fäulnisgärung der Ce

Nach diesem Prozess können, wie LEON POPOW dartut, l dioxyd und Methan entstehen. Die Studien POPOWS werden Untersuchungen RADZISZEWSKIS (3) über die Fäulnis der Me gen bestätigt und unterstützt durch die Versuche HOPPE SEY über die Zersetzung der Cellulose der Pflanzen in stehend wässern durch Einwirkung von Bakterien. Immerhin gibt

(1) *Ibid.* pag. 206.

(2) R. ZUBER. Kritische Bemerkungen über die modernen Petropothesen. Zeitschr. für prakt. Geologie, 1898 und Referat in *Za Naphta*, 1898.

(3) R. ZUBER. Kritische Bemerkungen, etc., pag. 180 u. H. HÖFER. *Erdöl*, etc., pag. 183.

(4) H. HÖFER. *Das Erdöl*, etc., pag. 183.

zu, dass Kohlenwasserstoffe in gewissem Grade auch aus Tierleichen entstehen können.

Er schreibt den Salzwässern, die während des Fäulnisprozesses gegenwärtig sind, eine ganz besondere Bedeutung zu, da sie die Fäulnis der Cellulose fördern sollen; im Süßwasser soll nur eine Verkohlung der Cellulose stattfinden.

Vom geologischen Standpunkt aus stellt ZUBER fest, dass in den verschiedenen geologischen Bildungen Petroleumfacies unterschieden werden können. Die Facies treten uns in sandig-schlammigen Absätzen entgegen, welche sich in den Küstengegenden einer Seichtsee niederschlugen, und wo die in grosser Menge vorhandenen organischen Substanzen schnell vom Detritus begraben werden konnten, welche Meeresströmungen und einmündende Gewässer herbeifrachteten.

3. Ein bedeutender Fortschritt in der Erkenntnis der Bildung der Bitumina organischen Ursprungs machte sich erst seit wenigen Jahren durch die Untersuchungen über die Bituminisation der Mikroorganismen geltend, und lebhafte Diskussionen, sowohl in geologischen und naturwissenschaftlichen, als auch in chemischen Kreisen, haben die Frage neu belebt.

G. KRÄMER und A. SPILKER (1) haben als erste aus einem Seebecken, welches sich in der Nähe des Stettiner-Haffs findet, eine Wachsart extrahiert, die sie ausschliesslich als von Bacillariaceen gebildet hielten; denn seit langem war es bekannt, dass diese Algen (Diatomeen) in ihren Zellen Tröpfchen einer ölartigen Substanz enthalten.

POTONIÉ (2) zeigte später, dass dieser Schlamm ein anorganischen Resten einer Mikrofauna und-flora reicher Absatz ist, welcher einem besonderen Fäulnisprozesse, einer Bituminisation unterworfen wurde, welche namentlich in stehenden Gewässern vor sich geht. ENGLER (3) fand im diesem Schlamm, welchen POTONIÉ Sapropell nannte, bis 24,4% teerige Öle, welche nebenbei auch Paraffin enthielten. Dieser Sapropell soll das Urmaterial für die Bildung des Petroleums bilden. Die verschiedenen bituminösen

(1) G. KRÄMER und A. SPILKER. Das Wachs der Bacillariaceen und sein Zusammenhang mit dem Erdöl. Ber. der deutsch. chem. Gesellsch. 1899, pag. 2910.

(2) H. POTONIÉ. Zur Frage nach den Urmaterialien etc. und Formation de la Houille, 1905.

(3) C. ENGLER in H. POTONIÉ. Zur Frage etc., pag. 347.

Gesteine, deren Bitumengehalt primär ist, d. h. des Hand in Hand ging mit derjenigen des Gesteins, sondern anders sein, als verschiedene Arten von Sapropell. In sie salzig oder nicht, Lagunen, Limane und Salzseen, kurz alle stehenden Gewässer, bieten die Bedingungen für die Bildung von Sapropellgesteinen. Dittungen FERDINAND LUDWIGS (1) an den Salzseen Sibirien die Untersuchungen A. F. STAHL'S (2) an denjenigen der steppe bestätigen diese Ansicht. So wie ZUBER unterschiedenen geologischen Formationen eine Petroleum unterscheidet, so spricht auch STAHL von einer Naphthafacies das Vorhandensein einer küstennahen Seichtsee anzuzeigen und von Steppenbildungen mit Depressionen, in welchen Salzwasser ansammeln und Salz ausscheiden würde.

Das sind in kurzen Zügen die wichtigsten und besten Theorien über den Ursprung des Petroleum's; welchem Wege. Es erhellt aus der Kritik der verschiedenen Ansichten, dass die Kohlenwasserstoffe, welche sich in Lagerstätten finden, sowohl durch Bituminisation von Pflanzen als auch von Tieren entstehen können.

Aller Wahrscheinlichkeit nach ist die Ausgangsstoffe ENGLER klar gezeigt hat, eine Fettsubstanz, die sei tierischen oder pflanzlichen Ursprungs. Dies schließt übrigens eine Entstehung der Kohlenwasserstoffe auch aus andern organischen Substanzen in speziellen Fällen nicht aus. Auf alle Fälle jedoch ist ein allgemeiner genetischer Zusammenhang zwischen Kohlenwasserstoffen und Petroleum ausgeschlossen werden, da der Verkeimungsprozess ein von den Fäulnis- und Bituminisationsprozessen verschiedener Vorgang ist. Ebenso wenig scheint das Ozokerit zu entstehen, wie F. KREUTZ und R. ZUBER

## II.

Fassen wir jetzt die Bildung des Petroleum's in Lagerstätten näher ins Auge.

(1) F. LUDWIG. Chemische Untersuchung einiger Mineralseen der Steppen. Zeitschr. für prakt. Geologie, 1903, pag. 140.

(2) A. F. STAHL. Beobachtungen in den Kirgisensteppen. geogr. Mitteil., 1901, pag. 106, und in POTONIE. Zur Frage der Entstehung des Ozokerit, pag. 361-363.

Aus den bis heute verfolgten Untersuchungen (1) erhellt, dass man Erdöl in sogenannter primärer Lagerstätte anscheinend nur höchstens in paläogenen (alttertiären) Schichten findet und in den Schichten mit Lagunenfacies des Mediterranmeeres. Diese Facies ist reich an Salzlagern und wurde von den österreichischen Geologen unter dem Namen Schlier in die Literatur eingeführt, während diese Ablagerung in den Karpaten auch noch den Namen subkarpatische Salzformation oder miocäne Salzformation führt.

Aber erläutern wir vor allem, was man unter einer primären Lagerstätte versteht. Mit diesem Ausdruck bezeichnet man die Petroleumlager, welche sich in den Schichten derselben geologischen Stufe finden, in der das Mineral selbst entstanden ist. Im Gegensatz dazu unterscheidet man sekundäre, tertiäre, etc. Lagerstätten, welche Stufen angehören, in die das Erdöl später durch Migration eingewandert ist.

Um die Bedingungen für die Entstehung des Petroleums kennen zu lernen, muss man deshalb diejenigen Stufen untersuchen, welche primäres Erdöl enthalten, d. h. das Paläogen und die miocäne Salzformation.

A. Im Paläogen der rumänischen Karpaten ist das Petroleum vorkommen nach den Untersuchungen von TEISSEYRE, (2) SAVA ATHANASIU und mir auf die obereocänen, respektive unteroligo-cänen Schichten begrenzt, auf die sogenannten Schichten von Târgu-Ocna (3), die Fucoïdenschichten und auf die eigentlichen Menilitschiefer.

Der Horizont der Schichten von Târgu-Ocna ist in der Moldau gewöhnlich durch mergelige, harte oder weiche Sandsteine vertreten, welche Zwischenlagen von Sandsteinen und Konglomeraten mit kleinen Nummuliten und kieselige und mergelige Kalke mit Fucoïden führen. Das Erdöl der Schichten von Târgu-Ocna hat sich namentlich in den tonigen Gesteinen dieses Horizontes gebildet. Obschon diese Schichten an einigen Stellen bis ins kleinste untersucht worden sind, hat man dennoch bis heute weder in den Kalken, noch in den Mergeln, den Sanden

(1) Im Rapport der mit dem Studium der Petroleumregionen betrauten Kommission. 1904.

(2) W. TEISSEYRE. Zur Geologie der Bacau'er Karpaten: Jahrb. der k. k. geol. Reichsanstalt, 1898, pag. 571.

(3) Arbeiten der mit dem Studium etc. diese Schichtenserie entspricht dem oberen Eocän.

oder den Konglomeraten nicht einmal Spuren höher organisierter oder grösserer Tiere finden können. Es scheint, als ob in bituminösen Sandsteinen und tonigen Schichten, in welchen Spuren von Fucoiden, Nummuliten, Orbitoiden, Lithothamnion Bryozoen und Nadeln von Schwämmen Cidaristacheln erhalten können, ebensowohl auch Überbleibsel anderer konserviert sein sollten, wenn ihre Kadaver wirklich zur Petroleumbildung nötig gewesen wären, wie viele behaupten müssen daraus schliessen, dass das Petroleum des Eozäns der Karpaten seinen Ursprung keiner Anhäufung von Tieren, sondern einer höher organisierten Meeresfauna verdankt, sondern aus pflanzlichen oder tierischen Organismen, aber im wesentlichen aus Mikroorganismen entstanden ist (1).

Ob die Meeresalgen eine Hauptrolle in der Bildung des Petroleums gespielt haben, ist noch nicht bewiesen; auf jedenfall verdient das Vorkommen von Erdöl in den mächtigsten Schichten der Fucoidenschichten als primäre Lagerstätte, in welchen auch und dort kleine Einlagerungen einer schwarzen, steinkohligen bituminösen Kohle finden (Algentorf?), erwähnt zu werden. Es mangelt uns noch an genügenden, umfassenden Daten über die Mikroorganismen des Karpatenflysches, welche die Lösung dieser Fragen Licht zu verbreiten vermöchten (2).

In den Menilitschiefern, einer Facies des Oligocäns, welche in Rumänien sowohl, als auch in Galizien an den unteren Stufen dieser Stufe gebunden ist, findet sich Petroleum auf primären Lagerstätten in tonigen und kieselig-bituminösen Schieferen, welche reich an Fischresten sind.

Man beobachtet häufig, dass beim Fischabdruck der Kadaver des Tieres durch eine trockene, bituminöse Substanz ersetzt sind. Übrigens sind alle Fischspuren bituminös, und die Voraussetzung ist deshalb sehr erklärlich, dass das Bitumen aus diesen Kadavern stammen würde, deren Kadaver in den tonigen Absätzen abgedrückt wurden.

(1) L. MRAZEC. Observațiuni asupra genezei petrolului din România, mitgeteilt in der Soc. des sciences, Bucarest, 1905, ferner in *Mémoires de la Société Roumaine*, Juli 1905, pag. 617-619.

(2) RZEHAŁ und GRZYBOWSKY fanden im sandig-mergeligen Flysch von Rumänien und Galiziens sandig-kieselige Foraminiferen, deren Vertreter in den heutigen Meeren leben und zwar im Benthos grösserer Meere. V. UHLIG, Bau und Bild der Karpaten, 1903, pag. 825.

Ich muss hier aber erwähnen, dass nach GRZYBOWSKI, ARADI und anderen die unverändert gebliebenen tonig-bituminösen Schiefer des Menilitschiefer-Horizontes Galiziens und Rumäniens eine reiche Mikrofauna besitzen (1), welche jedoch nach ARADI in den Sulfate führenden Schiefen fehlt. Da sich in diesen Gesteinen Spuren von Foraminiferen finden, deren Gehäuse in Gips umgewandelt ist, glaubt ARADI, dass sämtliche Schiefertone eine reiche Mikrofauna besessen haben, deren Reste sich aber nur in den eisensulfatfreien Gesteinen erhalten haben; denn der Schwefel der in den Schiefen häufigen Pyrite wandelte sich durch Oxydation in Schwefelsäure um, welche die Kalkgehäuse der Foraminiferen auflöste und Gips niederschlug. Es ist deshalb nicht ausgeschlossen, dass die Mikroorganismen auch hier eine vielleicht wichtige Rolle bei der Butuminisation der Gesteine gespielt haben.

Die tonigen Gesteine können oft so reich an Bitumen sein, dass die dazwischengelagerten Sandsteine beachtenswerte Mengen Petroleum führen. Ob jedoch der Bitumengehalt der Hornsteine und kieseligen Kalke, welche die Schiefertone begleiten, ein primärer ist, ist noch nicht sicher festgestellt.

Was die Entstehungsbedingungen anbetrifft, unter welchen sich das Petroleum des Karpatenflysches, welches älter ist als Oligocän, gebildet hat, so erlauben uns zahlreiche Beobachtungen, dieselben einigermaßen festzustellen. Im Karpatenflysch findet man häufig Salzerscheinungen, welche die Facies der paläogenen Salzformation charakterisieren. In unserer Arbeit über die Salzlager Rumäniens haben TEISSEYRE und ich (2) sogar Salzstöcke zitiert, wie z. B. diejenigen von Târgu-Ocna, Grozești und andere des Distriktes Putna, welche inmitten des paläogenen Karpatensandsteins liegen.

Unsere neueren Untersuchungen führen uns jedoch heute dazu, alle dieselben nicht als paläogen, sondern als miocän zu betrachten; die Salzstöcke des Flyschrandes werden von den Flyschfalten überholt, während diejenigen im Inneren der Flyschzone in Synklinalen [Fenster ?] zu liegen scheinen.

(1) V. ARADI, *Asupra microfaunei terțiarului*, etc. Anal. Acad. R. 1906. GRZYBOWSKI, in V. UHLIG, *Bau und Bild* etc. pag. 826.

(2) L. MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Aperçu géologique sur la formation salifère et les gisements de sel de Roumanie*. Monit. Pétrole roumain, 1902, Sonderabdruck pag. 5.

Dennoch bleibt fest, dass im Obereocän, respektive im oligocän, sowohl in den Schichten von Târgu-Ocna und Fucoïdenschichten, als auch in Menilitschiefern, zahlreich Quellen und sonstige Salzerscheinungen auftreten.

Die Beobachtungen haben gezeigt, dass gerade dieses Petroleum in primärer Lagerstätte beherbergen, so heißt, dass das Paläogen, welches Petroleum auf primärer Lagerstätte enthält, zugleich auch salzhaltig ist, was nicht Zufall sein kann, sondern als Regel angenommen werden kann. Wir können deshalb hinsichtlich der Bildung des Erdöls im Paläogen sagen, dass die salzigen Facies dieser Formation Petroleum in primären Lagerstätten enthalten, welche ausserdem noch in den Fischschiefern findet, deren Rolle hinsichtlich der grossen Lagerstätten sehr reduziert ist.

B. Viel klarer erscheint die Frage über den Ursprung des Petroleums der subkarpatischen Salzformation. Dieser Salzkomplex besteht hauptsächlich aus sandig-mergeligen Gipsen, welche von Gips begleitet werden und öfters mächtige Salzstöcke enthalten.

Langjährige Untersuchungen haben gezeigt, dass in der Umgebung dieser Formation sandigere, öfters bunte Küstenablagerungen unterschieden werden können, neben mergelig-tonigen Ablagerungen der grauen Salzionfacies mit Gips und Salzstöcken (1). In der Umgebung der grauen Salzionfacies und namentlich in der Nähe der Salzstöcke findet man reichlich Kohlenwasserstoffe (2).

Um die Salzstöcke herum bildet sich eine wirkliche Aureole von Kohlenwasserstoffen, welche in unregelmässiger Weise die Gesteine der Salzstockzone imprägnieren.

Alle Salzlager zeigen diese Erscheinung jedoch in sehr verschiedener Stärke, so dass man die Regel aufstellen kann, dass die Salzlager der miocänen Salzformation meistens von einem bitumenhaltigen Hofe umgeben, welcher seiner ursprünglichen Form sich auf die obersten Schichten der Salzstöcke beschränkt zu zeigen scheint. Ausserdem können wir noch hinzu-

(1) L. MRAZEC et TEISSEYRE, *Aperçu sur la formation salifère*

(2) L. MRAZEC et TEISSEYRE, pag. 53—54.

L. MRAZEC, *Contribuțiune la geologia regiunii Gura Ocnitei-Minărit*, Pétrol. Rom. 1905, pag. 3.

dass das Salz selbst immer gasförmige Kohlenwasserstoffe enthält (1).

Ich glaube kaum, zu weit zu gehen, wenn ich das Obengesagte, welches sich als Regel für die miocäne Salzformation der Karpaten erwiesen hat, auf alle Salzgebirge der verschiedenen Formationen der ganzen Erde ausdehne (2).

Die Salzformation, welche die hauptsächlichste Quelle der grossen und jungen Petroleumlager der Muntenia darstellt, wird als Regressionsfacies des Flyschmeeres angesehen. In der Oltenia wurde der nördliche Strand dieses Mediterranmeeres durch die krystalline Masse der Südkarpaten gebildet, während im heutigen Distrikte Prahova aus dem Meere Inseln hervorragten an deren Aufbau Gesteine oberkretazischen Alters teilnehmen.

In der Umbiegung der Südostkarpaten, ungefähr vom Buzăuflusse bis zum Oituz im Distrikte Bacău scheint das Meer der subkarpatischen Salzformation mit dem Mediterranbecken Siebenbürgens in Verbindung gestanden zu haben.

Aus dem Studium der Sedimente dieses Meeres geht hervor, dass in der ganzen Depression, welche heute von den Bergen von Buzău und Putna eingenommen wird, sich zahlreiche Inseln erhoben haben, sei es als mächtige Sandbänke, sei es als Riffe. Golfe und Lagunen bildeten sich unter dem zwiefachen Einfluss tektonischer Bewegungen und eines heissen und trockenen Steppe- oder Wüstenklimas. Nach dem heutigen Stande der Untersuchungen scheinen sie manchmal Depressionen zu entsprechen, welche durch Senkungen entstanden sind, die sich zur Zeit des Miocäns längs des trockenen Landes, sei es Kontinent, Insel oder Halbinsel gewesen, hinzogen. Anzeichen eines Golfes sind uns bis heute deutlich erhalten; es ist der Golf von Slănic (3), welcher jedoch erst gegen das Ende der Mediterranstufe ent-

(1) L. MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Aperçu géologique etc.* pag. 52.

V. UHLIG, *Bau und Bild etc.* pag. 823.

COSTĂCHESCU zeigte in seiner schönen Arbeit über die im rumänischen Salz eingeschlossenen Gase, dass dieselben hauptsächlich aus Methan bestehen. N. COSTĂCHESCU, *Gazurile cuprinse în sare și în vulcanii de glod din România. Inauguraldissertation, Iași 1905.*

(2) Aus meinen Untersuchungen geht übrigens hervor, dass alle salzigen Ablagerungen jedweder Natur Tone, Mergel, Sandsteine etc. durchwegs oft in sehr beträchtlichen Mengen Kohlenwasserstoffe enthalten.

(3) L. MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Aperçu géologique etc.*

standen zu sein scheint, und deshalb entsprechen senkungen grösstenteils dem oberen Teile dieser Stufe.

Die Salzwässer, welche erst von Calciumsulfat befallen welches sich in Form von Gips oder Anhydrid nicht konzentrierten sich gewöhnlich in den Depressionen manchmal teilweise allmählig die Form wirklicher Senkungen angenommen zu haben scheinen, Bedingungen uns heute z. B. der Graben bietet, in welchem das Tote

Salzige Teiche und Sümpfe verbanden die niedrigeren dieser Depressionen, in welchen sich die konzentrierten Wasser ansammelten. Diese lagunenförmigen Senkungen sind und da mit der offenen, nicht sehr tiefen See in Verbindung welche auch ihrerseits eine Depression einnahm — die tieferen Senke — und deren Ablagerungen heute die Karpaten ein Band umgürten. Küstenkonglomerate, Flussgeschiebe von Wellenfurchen und Würmern, Trockenrisse, Salztalir der asiatischen Salzsteppen — dies alles sind Zeichen geographischen Bedingungen, welche damals geherrscht und Zeugen eines erst ererbenden Meeres, wie SUSS hat. Die Globigerinen, welche man hier und da in der Salzformation findet, und deren Vorhandensein bewogen hat, diese Absätze als pelagische anzunehmen aus dem offenen Meere in die Lagunen oder in die Senke geführt worden zu sein. Dies sind in aller Kürze die Bedingungen, unter welchen sich der Schlier in den Südkarpaten bildete.

Die Neigung zur Bildung von Festland zur Zeit des Miozän wird ausserdem noch dadurch bestärkt, dass im oberen Karpaten in den Ost- und Nordost-Karpaten mächtige Bänke Sandsteins auftreten, welcher als verfestigter Dänensand bezeichnet wurde (1), was offenbar das Dasein grosser Strecken Land anzeigt.

Ebenfalls zu Gunsten dieser Annahmen spricht auch die Ausnahmen ausgenommene Uebergang zwischen Mittel- und Sarmatisch, welches letztere durch eine Fauna charakterisiert ist, die in einem Meer lebte, dessen Salzgehalt durch die zuströmenden Flüsse ständig verringert wurde. In Putna (Cămpuri-Vizantea-Bărisești-V. Sării), Râmnic

(1) L. MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Aperçu géologique etc.* pa

und einigen anderen Orten sogar in *Prahova* kann man in den Subkarpaten die Transition der miocänen Salzformation zum Sarmatischen feststellen (1). An der Basis dieser Stufe erscheinen mächtige Konglomeratbänke hauptsächlich aus Gesteinen der für die Randdecke, des Flysches charakteristischen Menilitstufe aufgebaut, unter welchen sarmatische Hieroglyphenmergel liegen (*Putna, R.-Sărat*). Das Dasein oligocäner Blöcke im Sarmatischen ist der untrügliche Beweis, dass das Oligocän der Karpatenumbiegung sich gerade am Ende des Mediterrans oder zu Anfang des Sarmatischen aus dem Meere erhob, und dass das Festland grössere Verbreitung anzunehmen anfang.

Bekanntlich ist die subkarpatische Salzformation im allgemeinen arm an Fossilien.

Die Untersuchungen in Rumänien bestätigen dies auch für den südöstlichen Teil der Karpaten. Undeutliche Pflanzenreste, häufig in grosser Anzahl, sind namentlich in der Küstenfacies verbreitet; ausschliesslich in der graumergeligen Facies findet man Globigerinen und Foraminiferen wirklich manchmal in grosser Menge; während man in der Nähe der Salzlager an einigen Orten Disodylschiefer mit seltenen Fischspuren, antrifft.

In Salzstöcken hat man ebenfalls Baumstümpfe und Früchte von Coniferen gefunden. Auf diese wenigen Fossilien beschränken sich die Organismen, von denen man bis heute in der miocänen Salzformation Spuren gefunden hat.

Die Hypothese, dass die Kohlenwasserstoffe, d. h. das Petroleum der mediterranen Muttergesteine, seine Entstehung einem Massentode einer höher organisierten Meeresfauna verdankt, findet demnach in den Untersuchungen über die miocäne Salzformation Rumäniens keine Stütze. Sie bevollmächtigen uns im Gegenteil, heute die Theorie einer Massenerstörung von Tieren zu verwerfen, wenigstens in anbetracht der rumänischen Lagerstätten, zu deren Erklärung man auf jeden Fall zu Katastrophen greifen muss, welche zur Zeit des Mediterrans keine Regel bilden konnten. Auch hier muss hervorgehoben werden, dass im bituminösen Schlamm, in welchem sich die häufig so zarten Skelette der Foraminiferen erhalten konnten, sich gewiss auch eben so gut die knöchernen Teile oder Schalen grösserer und höher entwickelter Tiere hätten erhalten können.

(1) L. MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Aperçu géologique etc.* pag. 16.

Sehen wir zu, ob wir uns nicht die Entstehung der Kohlenwasserstoffe der miocänen Salzformation, von den allgemeinen Naturgesetzen ausgehend, erklären können.

Um eine befriedigende und im Einklang mit den bis jetzt verfolgten Studien stehende Lösung finden zu können, müssen wir uns folgendermassen ausdrücken: Wie einerseits die Kohlenwasserstoffe grösstenteils in feinen, gewöhnlich tonigen Gesteinen entstehen und andererseits genetisch mit organischem Leben verbunden sind, so müssen notwendigerweise die Sedimentationsbedingungen der feinen tonigen Substanzen und die biologischen Faktoren der Gegenden untersucht werden, in welchen eine intensive Sedimentation stattfindet.

Alle Anhänger der Theorie des organischen Ursprungs des Petroleums sind sich über einen Punkt einig: dass eine Umwandlung des organischen Körpers in Kohlenwasserstoffe sich nur unter Luftabschluss vollziehen kann, geschützt vor jedweder Oxydation. Diese Bedingungen werden durch ein vollständiges Bedecken oder Begraben im Schlamm erfüllt. Ferner sind sich alle darin einig, dass sich das Phaenomen in der Küstenzone der neritischen Zone der Meere abspielt, oder in Seichtseen und seichten Meeren, namentlich sehr salzigen, in welchen die Sedimentation grösser ist und das Bedecken deshalb schneller vor sich geht.

Das Schlammmaterial wurde hauptsächlich durch Flüsse herbeigeführt, welche sich in die Meere, Salzseen etc. ergossen.

Die von den Flüssen herbeigeführten suspendierten Substanzen schlagen sich in salzigem Wasser sehr schnell nieder, da Salzlösungen und zwar die elektrischen Leiter, die Fähigkeit besitzen, diese Substanzen niederzuschlagen, und dies um so schneller, je konzentrierter die Lösung und je höher die Temperatur derselben ist. Es erhellt, dass sich in der Natur die vollständigste und schnellste Fällung toniger Substanzen in Meereswasser und namentlich in Salzseen heisser und trockener Gegenden vollzieht. Der in solchen Lösungen niedergeschlagene Schlamm unterscheidet sich von den Niederschlägen in Süswasser durch grössere Zähigkeit, was ihn als Isolator noch befähigter macht.

Es ist wirklich schwer zu verstehen, wie grosse Massen von Kadavern grösserer Meerestiere, wirkliche Kadaverbarrieren, vollständig von diesem feinen, tonigen Niederschlag hätten

bedeckt werden sollen. Eine schnelle Entziehung der Kadaver vor Oxydation kann man sich kaum erklären, ausser in der Nähe von Flussmündungen, in Estuarien, etc., wo die Menge der ins Meer verfrachteten Suspensionen eine bedeutendere ist. Aber gerade hier scheint man nie Begräbnisstätten von Tieren gefunden zu haben, während das Eingreifen von Katastrophen, Epidemien etc., wie sie die Hypothese verlangt, obschon nicht ausgeschlossen, auf jeden Fall nicht eine Regel, sondern nur eine Ausnahme bilden kann. Aber das regelmässige Auftreten von Kohlenwasserstoffen in allen tonigen und den meisten kalkigen marinen Absätzen, in denjenigen der Salzseen und selbst manchmal in Süsswasserschlamm zeigt an, dass wir die Erklärung ihrer Bildung in Vorgängen suchen müssen, welche sich im grossen und stetig in der Natur ereignen und nicht in ganz vereinzelt Fällen.

Die Untersuchungen der Biologen der letzten Jahrzehnte und namentlich die Resultate der Tiefseeexpeditionen haben zur Genüge gezeigt, welche grosse Rolle die Mikroorganismen im Haushalte der Natur spielen. Wenn wir die Frage nun vom lithologischen Standpunkte aus betrachten, so können wir feststellen, dass ein grosser Teil der Erdkruste ihre Entstehung dem Dasein und Wirken niederer Lebewesen verdankt. Viele Kalke und ein grosser Teil der siliciösen Sedimentgesteine und andere sind fast vollständig nur das Produkt organischen Lebens. Schon daraus können wir schliessen, dass die Masse (Substanz), welche alle heute lebenden Mikroorganismen zusammensetzt, diejenige der Makroorganismen bedeutend überwiegt.

Bekanntlich führen sowohl Meere als auch Seen enorme Massen Plankton, d. h. Pflanzen und Tiere, gewöhnlich Mikroorganismen, welche passiv von den Strömungen verfrachtet werden und die Hauptnahrung der Mehrzahl der Meerestiere liefern. Das neritische Plankton und dasjenige der Salzseen ist sehr reich an Individuen. Die abgestorbenen Lebewesen fallen sehr leicht selbst zu Boden oder werden von den suspendierten feinen Tonsubstanzen mitgerissen und augenblicklich im Schlamm der Küsten oder der neritischen Zone, in den Lagunen, Salzseen und seichten Meeren, begraben (1).

(1) Ausserdem kann durch Küstenverschiebung das lithorale Benthos be-

Im feinen und zähen tonigen Schlamm der Küstenstriche werden die Mikroorganismen und Pflanzen, oder auch grössere Tiere, aber in kleiner Menge, dem Einflusse der Luft und der Zersetzung durch Bakterien vollständig entzogen.

Mann könnte hier einwenden, dass nicht alle Salzseen und Lagunen von Flüssen gespeist werden, und somit würde in diesem Falle das feinsuspendierte Material zur Bildung des Bodenschlammes fehlen. Aber Untersuchungen über Salzseen der Steppenregionen haben dargetan, dass der eventuelle Mangel an durch Flüsse herbeigeführter Substanz vollständig durch das vom Winde herbeigefegte Material gedeckt wird, welches sich ebenfalls am Boden der Seen niederschlägt. TEISSEYRE und ich haben übrigens bewiesen, dass auch die Tonsubstanzen, welche die Schichtung des rumänischen Salzes bedingen, nichts anderes sind als vom Winde gebrachter Staub (1).

Die grosse Rolle, welche die Mikroorganismen bei der Bildung des schwarzen Schlammes und des Sapropells der Salzseen spielen, wird unter anderem auch durch die Untersuchungen LUDWIG's (2) und STAHL's (3) über die Salzseen Sibiriens und der uralokaspischen Gegenden bewiesen und kann auch unterstützt werden durch das Studium des organischen Lebens (4) des „Lacul-sărat“ bei Brăila, des Sees „Techirghiol“ etc. und des Schlammes oder Sapropells, welcher sich in ihnen absetzt.

Den Tonabsätzen ähnliche Bituminisationsbedingungen treten uns bei den Riffkalken im allgemeinen und bei den Korallenrif-

graben werden, d. h. die manchmal überaus reiche, festsitzende Fauna und Flora der Küstenstriche und schliesslich die organischen Substanzen, welche durch die Kontinentalgewässer herbeigeschwemmt werden.

(1) L. MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Aperçu géologique etc.*, pag. 25 et 26.

(2) LUDWIG, *Chemische Untersuchungen etc.*

(3) STAHL, *Beobachtungen etc.*

(4) GEORGESCU fand in den Trockensubstanzen von 2 Schlammproben aus dem See „Techirghiol“:

1) Fette und wachsartige Substanzen (Aetherauszug) . . . 5,3500%<sub>100</sub>

Harzsubstanzen . . . . . 3,8000%<sub>100</sub>

2) Fette und wachsartige Substanzen . . . . . 3,5933%<sub>100</sub>

Harzsubstanzen . . . . . 2,2600%<sub>100</sub>

Ausserdem fanden sich noch 255,3806%<sub>100</sub> und 116,7269%<sub>100</sub> organische Substanzen, Pflanzenreste, Humus, Verluste etc.

M. GEORGESCU, *Analiza nominalului din lacul Techirghiol, București, 1906*, pag. 6-11.

fen im besondern entgegen. Die Lebewesen, welche die Riffe aufbauen, oder welche als Gäste und Schmarotzer darin leben, sind grösstenteils ebenfalls Mikroorganismen. Nach ihrem Absterben können sie vollständig luftdicht abgeschlossen werden, sehr wahrscheinlich nur in Senkungsgebieten, durch den Kalk, welchen das Tier selbst erzeugte, und durch den durch Infiltrationswasser aufgelösten und rekrystallisierten, so dass sich die organischen Substanzen unter den nötigen Bedingungen der Bituminisation befinden. Der beste Beweis dafür, dass der Vorgang in der Natur wirklich so vor sich geht, bieten uns die meisten Kalke, welche ursprünglich fast alle bituminös gewesen zu sein scheinen und es noch heute sind. Es gibt immerhin kohlenwasserstofffreie Kalke, wie z. B. diejenigen der jungen Korallenriffe, oder in allgemeinen die Kalke in Gegenden, welche während ihrer Bildung von einer Hebung betroffen sind, ferner diejenigen der Eruptivgebirge und namentlich die Kalke stark gefalteter Regionen. Bei den zwei letzten Beispielen ist der Mangel bituminöser Substanzen häufig kein ursprünglicher; denn die Kohlenwasserstoffe oxydieren sich leicht in der Nähe von Erstarrungsgesteinen, während sie in gefalteten Gegenden sowohl durch die zirkulierenden und rekrystallisierenden Gewässer, als auch durch den intensiven und ebenfalls umkrystallisierenden Druck während der Gebirgsbildung vertrieben oder zerstört werden konnten. Die bituminösen Kalke spielen übrigens keine Rolle bei dem Zustandekommen der Petroleumlagerstätten Rumäniens, deren primäre Lagerstätten fast ausschliesslich an mehr oder weniger tonige Gesteine gebunden sind.

Eine intensive Bituminisation organischer Substanzen scheint nach dem oben Gesagten sich namentlich in dem an organischen Überresten reichen Schlamm derjenigen Gegenden zu vollziehen, wo salzige Gewässer angetroffen werden, und welche einem Steppen- oder Wüstenklima ausgesetzt sind. Jedenfalls weisen die Beobachtungen darauf hin, dass in den Absätzen von salzigen Lagunen, Seen, Teichen und Sümpfen immer grössere Mengen Kohlenwasserstoffe angetroffen werden — wir sprechen natürlich von primärer Lagerstätte — als in irgend einer anderen Ablagerung. Wir müssen deshalb annehmen, dass in diesen Gegenden der Bituminisationsprozess unter dem Einflusse der Salzlösungen schneller und vollständiger

vor sich geht. Die Entwicklung des Prozesses ist wahrscheinlich proportional der Konzentration der Salzlösungen, hängt vielleicht auch von ihrer Zusammensetzung ab und von der intensiven Isolation, welcher noch die Erscheinung der Wärmeansammlung in Salzlösungen unter gewissen Umständen angereicht werden mag, auf welche Tatsache zuerst KAESCZINSKI aufmerksam machte. Die Mikrofauna und — flora der in Frage kommenden Gewässer ist, wie erwähnt, gewöhnlich sehr reichlich vertreten, so dass das zur Bildung der Kohlenwasserstoffe nötige Material nicht mangelt. Die geologischen Bedingungen der Entstehung des Erdöles allein zeigen — wenigstens für die Muttergesteine der Karpaten und der Subkarpaten, — dass weder ein grosser Druck, noch eine bedeutende Wärme eine besondere Rolle gespielt haben können. Was den Druck anbetrifft, so ist seine Wirkung auf das Zustandekommen der Migration beschränkt, und dass keine erhöhte Temperatur geherrscht hat, beweisen uns die unveränderten tonig-mergeligen Sedimentgesteine, die offenbar Spuren einer Umwandlung zeigen müssten.

Aus dem Gesagten geht hervor, dass das Vorhandensein grösserer Mengen Kohlenwasserstoffe in der Nähe von Salzlagern oder in salzigen Gesteinen kein einfacher Zufall ist, wie viele behaupten, sondern dass eine enge genetische Beziehung besteht zwischen der Bildung des Erdöles und dem Vorhandensein von salzigen Gewässern.

Um nach diesen Betrachtungen auf die geologischen Formationen zurückzukommen, welche in Rumänien das Petroleum in primärer Lagerstätte beherbergen, können wir uns dahin aussprechen, dass in den salzigen Ablagerungen des Paläogens und der mediterranen Salzformation grössere Mengen Kohlenwasserstoffe vorhanden waren und teilweise auch heute noch sind, als in allen anderen Faciesen des marinen Tertiärs.

### III.

Da man in Rumänien Petroleum in primärer Lagerstätte nur im Paläogen und in der miocänen Salzformation kennt, wie aber

andererseits die reichsten Lagerstätten, welche ausgebeutet werden, sich im Sarmatischen und Pliocän befinden und diese Ablagerungen keine Ölmuttergesteine führen, so sind wir gezwungen anzunehmen, dass das Petroleum des Sarmatischen und des Pliocäns sich in sekundärer Lagerstätte befindet und aus dem Paläogen oder Miocän stammt(1).

Wir finden demnach im Neogen nur in der miocänen Salzformation primäre Öllager und, wie gesagt, auch dort nur in grösserer Menge, wo sich Salzerscheinungen kundgeben. Das Erdöl der sarmatischen, mätischen, pontischen, dacischen und levantinen Stufen befindet sich auf sekundärer Lagerstätte und stammt aus der miocänen Salzformation, welche das Hauptölmuttergestein der karpatischen Öllagerstätten zu sein scheint(2).

Um die Bildung dieser sekundären Lagerstätte begreifen zu können, müssen wir also ein Wandern der Kohlenwasserstoffe annehmen.

(1) Absolut primäre ausbeutbare Öllagerstätten sind mir in den Karpaten unbekannt, denn nicht nur im Pliocän finden wir das Erdöl in sekundärer Lagerstätte, sondern eigentlich auch im Paläogen. Von der oben festgestellten Tatsache ausgehend dass das Petroleum namentlich in tonigen und kalkigen Gesteinen entsteht, müssen wir unumgänglich annehmen, dass die Kohlenwasserstoffe der Sandsteine, Sande und anderer poröser Gesteine sich in sekundärer Lagerstätte befinden, selbst wenn diese Gesteine Glieder eines Schichtenkomplexes bilden, an dessen Aufbau sich ebenfalls Muttergesteine des Petroleums beteiligen. [Siehe auch BEYSCHLAG und MONKE: Über das Vorkommen von Erdöl; Zeitschrift, für prakt. Geol.].

Demzufolge befindet sich das Erdöl des eocänen Sandsteines von Cătiș (Distr. Buzău) auf sekundärer Lagerstätte. In gleichen Lagerungsbedingungen befindet sich das Petroleum der oligocänen Sande von Buștenari, obgleich sich hier zwischen den Sandsteinbänken bituminöse Schiefertone mit Fischspuren einlagern.

Was die eocänen Lagerstätten anbetrifft, scheint das Petroleum namentlich aus den Tonmergeln der Fucoïden- und Hieroglyphenschichten zu stammen, während dasjenige der oligocänen Schichten Buștenari's seinen Ursprung wahrscheinlich in den eocänen Mergeln und nur zum kleineren Teil in den bituminösen Fischschiefern hat.

(2) Nur in Buștenari finden wir das auf sekundärer Lagerstätte befindliche Petroleum auch in tertiärer Lagerungsform im Mätischen. Wir können uns aber heute über die Bildung einiger praktisch unwichtiger, aber wissenschaftlich höchst interessanter, oberpontischer Petroleumvorkommen bei Bălteni (Distr. Gorj) noch nicht aussprechen. (Arbeiten der mit dem Studium etc.)

Der Migrationsprozess muss von zwei Seiten ins Auge gefasst werden: es müssen 1. die Wege betrachtet werden, auf welchen sich die Migration vollzieht und 2. die Ursachen, welche dieselbe bedingen.

Unter den wenigen teils syntetischen Arbeiten, welche sich auf die Zirkulation der Kohlenwasserstoffe in der Erdkruste beziehen, verdienen diejenigen STELLA's, DAY's und ADAM's ganz besondere Aufmerksamkeit.

In erster Linie muss in dieser Hinsicht ein wichtiger Versuch erwähnt werden, welchen wir AUGUSTO STELLA(1) verdanken.

STELLA erreichte ein Wandern des Petroleums aus Ton in Sand durch Zusammenpressen einer wasserfreien, mit Öl getränkten Tonschichte im Kontakt mit einer trockenen Sandschicht. STELLA schloss aus diesem Versuch, dass das unter Druck befindliche Petroleum, sei derselbe durch die überliegenden Schichten, oder durch genetische Vorgänge bedingt, in die porösen Nachbarschichten einwandern kann, dass sowohl Migration als auch Filtration normale Prozesse während der Bildung der Öllagerstätten sind, und dass die Filtration Veränderungen in der chemischen Zusammensetzung des Erdöles hervorriefe, Änderungen, welche von dem Filtrationsmedium und der Zeitdauer der Filtration abhängen.

DAVID F. DAY(2) hat festgestellt, dass durch feinen kieseligen Ton filtrierendes Petroleum sich nicht nur entfärbt — eine schon bekannte Tatsache — sondern dass es sich auch in Fraktionen spaltet, gemäss dem spezifischen Gewichte. Er schliesst daraus, dass die Urgesteine des amerikanischen Petroleums silurische Kalke seien, aus welchen das Erdöl in die höheren porösen Schichten infiltriert wäre, und dass die Unterschiede in den Eigenschaften der Erdöle aus Ohio und Pennsylvanien ihren Grund in der Fraktionierung hätten, welche ein und dasselbe ursprüngliche Petroleum erlitten hat.

ZALOZIECKI(3) zieht aus der Diskussion der von DAY erhaltenen Resultate denselben Schluss wie STELLA, dass Wanderung und Filtrierung normale Prozesse bei der Bildung von Öllagern

(1) A. STELLA, A proposito di genezi dei giacimenti di petrolii. *Rassegna mineraria*, XI, 1899.

(2) DAVID F. DAY, Les variations des caractères des huiles brutes de Pennsylvanie et de l'Ohio, Congrès intern. du pétrole, Paris 1900.

(3) Naphta, 1901, pag. 12.

sind, und dass die Filtration Änderungen in der Zusammensetzung des Petroleum hervorrufe, welche vom Filtrationsmedium und der Zeitdauer des Vorganges abhängen.

Die Untersuchungen DAYS wurden von ENGLER (1) und ALBRECHT aufgenommen, welche ihrerseits bewiesen, dass keine definitive Differenziation des Petroleum durch Kapillarfiltration in porösen Gesteinen erhalten werden kann, wenn die Verbindung zwischen den Lagerstätten nicht während derselben unterbrochen wird. Die anfänglich durch Filtrieren erhaltene Trennung verschwindet allmählich wieder durch Diffusionserscheinungen.

Von den allgemeinen Gesetzen der Erzlagerbildung ausgehend, befürwortet GEORGE I. ADAMS (2), dass das Wasser bei der Wanderung der Kohlenwasserstoffe eine bedeutende Rolle spielen müsse. Er glaubt, dass eine Emulsion von Wasser und Kohlenwasserstoffen in den Kapillarspalten der Gesteine zirkuliere, und dass sich dieses Gemenge später in porösen Gesteinen gemäss dem spezifischen Gewichte der Komponenten trennen würde.

Auf seine Untersuchungen über die Filtrierung von Petroleum gestützt, bekämpft DAY die ADAM'sche Theorie, indem er die Meinung vertritt, dass schon die Zirkulation eine Entmischung des Gemenges in Wasser und Kohlenwasserstoffe infolge der Filtration herbeiführen würde, so dass ein gemeinschaftliches Wandern der beiden Flüssigkeiten ausgeschlossen scheint (3).

Die Idee Adams verdient dennoch näher betrachtet zu werden, denn man kann eine gewisse Verwandtschaft der Lagerungsbedingungen der Petroleum- und gewisser Erzlagerstätten in der Erdkruste kaum leugnen.

1. Um den Migrationsprozess besser verfolgen zu können, sollen vor allem die Wege, auf welchen derselbe sich vollziehen kann, näher ins Auge gefasst werden und zwar so weit es unsere jetzigen Kenntnisse erlauben, von den Entstehungsbedingungen der rumänischen Petroleumlagerstätten ausgehend.

(1) Über den Vorgang bei der Filtration von Petroleum durch Floridaerde, Zeitschr. für angew. Chemie, 1901, pag. 839.

(2) Principles controlling the geologic deposition of the Hydrocarbons. Transactions of the American Institute of Mining Engineers, 1902.

(3) Discussion of the Paper of George I. Adams. Transactions of the American Institute of Mining Engineers, 1902.

Man nimmt im allgemeinen an, dass die Spalten den gewöhnlichsten Weg bilden, auf welchem das Petroleum aus der primären in die sekundäre Lagerstätte wandert. Die sekundäre Lagerstätte nimmt eine höher gelegene Stellung ein als das ursprüngliche Lager, so dass der Migrationsprozess gewöhnlich einem Aufsteigen auf Spalten entspricht.

MONKE und BEYSLAG (1) sagen klar, dass die Fäulnisprodukte organischer Substanzen auf Spalten in die Höhe wandern und sich in der Nähe derselben in sandigen Schichten oder seltener in Kalken ansammeln um daselbst sekundäre, tertiäre etc. Lagerstätten zu bilden.

Diese Art der Wanderung ist wahrscheinlich die gewöhnlichste in harten Schichtenkomplexen, wo kleinere und grössere Spalten sich bilden und erhalten können; aber sie scheint keine wichtige Rolle zu spielen in denjenigen Schichten, welche aus weichen Gesteinen bestehen, in denen sich wohl Sprünge und Brüche bilden, aber keine Spalten dauern können.

Die Versuche von STELLA, DAY, ENGLER und ALBRECHT beweisen uns, dass die Migration der Kohlenwasserstoffe auch direkt durch tonige Gesteine vor sich gehen kann. Sie vollzieht sich in tonigen Gesteinen sicher durch Kapillarität und wahrscheinlich auch durch Diffusion, deren Eingreifen vielleicht von grosser, aber noch unaufgeklärter Bedeutung ist. In diesem Falle muss sowohl die Natur der tonigen Gesteine, welche durch geringe Kohäsion charakterisiert sind, eine wichtige Rolle spielen, als auch die gegenseitigen Bedingungen, welche zwischen den flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen einerseits, und den tonigen Gesteinen andererseits existieren.

Zahlreiche Beobachtungen an rumänischen Lagerstätten bestärken die Vermutung, dass die direkte Migration der Kohlenwasserstoffe durch tonige Gesteine eine Hauptrolle in der Bildung der neogenen Lagerstätten gespielt hat. So trifft man z. B. in den pontischen petroleumführenden Schichten von Păcureți mächtige, ganz trockene, tonige Mergelbänke an, zum teil werden sie von den sogenannten „Tabace“ gebildet, d. h. von tonigen Mergeln mit ganz dünnen, oft fast submikroskopischen

(1) Über das Vorkommen von Erdöl, Zeitschr. für prakt. Geologie, 1905 pag. 426; siehe auch H. HOEFER, Das Erdöl etc. pag. 19-122, ausserdem L. SZAINOCHA, C. ANGERMANN, ORTON etc.

Sandeinlagerungen. Die Mergel sind leicht mit gasförmigen Kohlenwasserstoffen imprägniert, welche sich in den Sandsteinlagerungen zu Öltröpfchen konzentrieren. Die Kohlenwasserstoffe, welche sich hier in einer Süßwasserbildung und folglich nicht im Muttergestein befinden, konnten die ganze, überaus mächtige Schicht toniger Mergel (oft über 100 m) nur infolge ihrer Migrationsfähigkeit imprägnieren (1).

2. Wenn auch die Art der Migration noch nicht geklärt erscheint, so sind die Ursachen derselben um so besser bekannt.

Die Ursachen, welche das Wandern der Kohlenwasserstoffe hervorriefen, sind mannigfaltig. Aus den Beobachtungen in der Natur und aus Laboratoriumsversuchen können wir schliessen, dass die Migration hervorgerufen werden kann, sowohl durch bestimmte Eigenschaften der Kohlenwasserstoffe selbst, als auch durch äussere Vorgänge, welche dieselbe erleichterten oder bedingten.

1. Die Kohlenwasserstoffe können wandern dank der Spannung, welche durch die gasförmigen Komponenten derselben hervorgerufen wird.

2. Sie können ebenfalls durch Infiltrationswässer aus dem Muttergestein vertrieben werden, denn schon durch die Hydratation des tonigen Gesteins vergrössert sich sein Volumen und die Kohlenwasserstoffe, welche dem Gesteine gegenüber weder eine physische noch chemische, Affinität besitzen, müssen notwendigerweise ausgetrieben werden. Es ist selbstverständlich, dass der Migrationsprozess in diesem Falle sehr von den Bedingungen des Hydratationsvorganges abhängt.

3. Eine Wanderung im Sinne ADAMS ist in harten Gesteinen nicht ausgeschlossen; sie scheint aber in weichen, tonigen Gesteinen fast unmöglich zu sein; denn ein Gemenge von Wasser mit Kohlenwasserstoffen kann nur auf Spalten oder in sehr porösen Gesteinen als solches wandern. Eine Zirkulation aus den Kapillarspalten toniger Gesteine scheint unter normalem Druck nicht möglich zu sein, falls dieselben nicht zu gehärtet sind; denn das tonige Gestein wird hydratiert und unter diesen Umständen wird es nach unseren jetzigen Kenntnissen sowohl für

(1) Syntetische Versuche, welche im mineralogischen Laboratorium der Universität Bukarest ausgeführt wurden, bestärken diese Annahme.

Wasser, als auch für Kohlenwasserstoffe bei normalen Druckverhältnissen undurchlässig (1).

Diese Tatsache wird durch folgende Beobachtungen an neogenen Lagerstätten Rumäniens unterstützt.

In den Neogenstufen Rumäniens befinden sich hydratisierte Mergelschichten gewöhnlich in unmittelbarer Nähe oder am Kontakte selbst mit wasserführenden Kies- oder Sandschichten, welche die Ursache der Hydratation der tonigen Gesteine waren. Die Wasserschichten spielen auf diese Weise in Petroleumgebenden sogar eine äusserst wichtige Rolle hinsichtlich der Erhaltung des Petroleumlagers, denn sie sperren, falls sie im Hangenden sind, die weitere Wanderung ab. Die Erscheinung, dass reiche Ölschichten des rumänischen Pliocäns in ihrem Hangenden eine mächtige Wasserschicht besitzen, kann deshalb nicht nur als ein Zufall aufgefasst werden. Das Vorhandensein einer solchen wasserführenden Schicht bietet im Gegenteil eine Bürgschaft für die Erhaltung der Lagerstätte bis zu einem gewissen Zeitpunkte (1).

4. Endlich müssen wir noch als Hauptursache der Migration, wenigstens was die rumänischen und namentlich die neogenen Öllagerstätten anbetrifft, den durch gebirgsbildende Bewegungen hervorgerufenen Druck erwähnen.

(1) Trotzdem muss zugegeben werden dass wir die Beziehungen, welche zwischen flüssigen Kohlenwasserstoffen und Salzlösungen herrschen, noch nicht kennen. Das Gesagte bezieht sich ausschliesslich auf junge, oberflächliche Infiltrationswässer.

Ich glaube, dass die Salzwässer, welche man in primären u. sekundären Petroleumlagerstätten antrifft, in den meisten Fällen als altes, vadoses Wasser angesehen werden müssen, welches aus der Zeit der Senkung der Geosynklinalen, der Bildung des Erdöles, mit hin stammt; die Annahme einer jüngeren Infiltration steht im grellen Widerspruch mit dem Erhalten einer Petroleumlagerstätte und ist folglich ausgeschlossen.

(1) Durch Versuche welche ich mit Herrn Dr. REINHARD über die Rolle der wasserführenden Schichten im Hangenden von Ölschichten gemacht habe, geht hervor, dass in einem Komplex von weichen Sand- und Mergelschichten nur wasserführende Schichten die Migration aufzuhalten im Stande sind und so eine notwendige Bedingung zur Bildung und Erhaltung von reichen Ölschichten sein müssen. Die im kleinen gemachten Versuche sollen im grösseren Masstabe fortgesetzt werden.

Der klassische Versuch STELLA's zeigt, mit welcher Energie Petroleum in Ton unter Druck wandert.

Es ist seit langem bekannt, dass trockene, unverfestigte Tone durch Druck infolge ihrer Plastizität deformiert werden können, ohne dass sich Brüche oder Spalten bilden. Die Integralteilchen, welche ein solches Gestein aufbauen, vermögen leicht infolge des Druckes und namentlich des Stosses aneinander vorbeizugleiten, dank ihrer speziellen Form und der geringen Kohäsion, welche diese Gesteine charakterisiert. Selbstverständlich kann deshalb ein noch so kleiner Druck eine Migrationsbewegung der im Gestein erhaltenen Kohlenwasserstoffe bedingen und dies um so leichter, als dieselben dem Ton gegenüber chemisch absolut indifferent sind.

Die neogenen, primären und sekundären und oft sogar die paläogenen Lagerstätten Rumäniens erfüllen die durch den STELLA'schen Versuch verlangten Bedingungen: einerseits toniges Muttergestein und gewöhnlich jüngere Komplexe reicher, toniger und sandiger Gesteine, durch welche die Kohlenwasserstoffe leicht wandern und sich in einigen Fällen auch ansammeln können, andererseits der zum Wandern nötige Druck, welcher durch die gebirgsbildenden Prozesse hervorgerufen wird.

Die Beobachtungen zeigen uns in der Tat, dass die bedeutenderen Petroleumlager in Rumänien sich in sarmatischen und pliocänen Schichten insbesondere dort finden, wo sie von miocänen Schichten durchspiessst oder überschoben werden, und auch da nur in der Nähe von Salzlagern (1). Diese Regel wendet sich im allgemeinen auf alle Petroleumlagerstätten an, welche sich in der 2. und 3. subkarpatischen Region befinden.

Die Falten mit durchspiessendem Kern spielen in den meisten Fällen eine wichtige Rolle in der Bildung neogener Petroleumlagerstätten (2).

Die Erscheinung der Durchspiessung von Antiklinalkernen

(1) Die ersten Beobachtungen finden sich schon in MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Aperçu géologique etc.* pag. 52.

(2) L. MRAZEC, *Contribution à la géologie de la région Gura Ocnitel-Moreni*, *Monit pétrole roumain*, 1905.

L. MRAZEC, *Despre cute de străpungere*, Mitgeteilt in der *Société des sciences*, Bucarest, Februar 1907.

durch ihr Gewölbe ist, soweit mir bekannt, als solche zuerst in Rumänien gedeutet worden.

Die Durchspießung wird ausgeprägter, wenn sie von einem Überkippen des Kernes begleitet wird. Alsdann kann im Inneren der Falte eine Überschiebung entstehen, welche so stark entwickelt sein kann, dass der Antiklinalkern selbst über die jüngsten Schichten eines der Faltenschenkel überschoben ist.

Die Durchspießung wird namentlich durch Salzstöcke hervorgerufen oder exageriert. Die Salzlager, welche man als ursprünglich längliche, oft sehr mächtige Linsen mit breiten, dünneren Rändern darstellen muss, wurden durch gebirgsbildenden Druck, dank der Plastizität des Mineralen, in längliche, ellipsoidale Stöcke umgeformt, welche vermöge ihrer speziellen, neu erworbenen Form (1) unter der ständigen Einwirkung des Gebirgsdruckes von unten nach oben durch die Schichten der miocänen Salzformation hindurchgeglitten sind. So kann das Salz manchmal in direkten Kontakt mit den jüngsten Schichten der Antiklinale gebracht werden (2).

In der miocänen Salzformation und im speziellen in der Umgebung von Salzlagern findet man, wie schon bemerkt, Kohlenwasserstoffe in bedeutender Menge (3).

Derselbe Druck, welcher die Form und Struktur der Salzlager zu verändern vermochte, war mehr als genügend, um die Kohlenwasserstoffe aus den tonigen und sandigen Mergeln der Salzformation herauszupressen und die Migration derselben in jüngere Schichten zu veranlassen, wo sie günstigere Bedingungen fanden, um grosse Lagerstätten zu bilden.

Es mag an dieser Stelle auch die Rolle der Spalten als Mittel zur Migration für die rumänischen neogenen Lagerstätten besprochen werden. In Rumänien bestehen die mio-pliocänen Schichten hauptsächlich aus weichen Gesteinen. In einem Schich-

(1) Siehe auch L. MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Aperçu géologique etc.*, pag. 33.

(2) *Ibid.* pag. 38.

(3) Trotzdem kennt man nur wenige ausbeutbare Petroleumlagerstätten in der miocänen Salzformation, da die Gesteine dieser Stufe nur ausnahmsweise günstige Bedingungen zur Ansammlung von Kohlenwasserstoffen bieten. Siehe L. MRAZEC et W. TEISSEYRE. *Aperçu géologique etc.* pag. 53.

tenkomplexe weicher und demnach plastischer Gesteine können im allgemeinen, besonders in grösseren Tiefen, durch keinen Druck und namentlich nicht durch seitlichen Gebirgsdruck, bedeutendere Spalten entstehen, wie bereits erwähnt wurde; dieselben haben höchstens einen ganz lokalen Charakter. In diesem Falle müssen wir annehmen, dass die Migration vermöge der Kapillarität direkt durch die Masse der mergeligen und tonigen Gesteine vorsichgeht.

Eine so erzwungene Wanderung hört dann auf, wenn der auf die Kohlenwasserstoffe ausgeübte Druck Null wird oder soweit nachlässt, dass er den vom Gestein entgegengesetzten Widerstand nicht mehr überwinden kann. Von dem Zeitpunkt an geht sie wahrscheinlich nur noch infolge der Diffusion weiter, oder wird durch die Expansionskraft der geförmigen Kohlenwasserstoffe unter günstigen Umständen unterstützt.

Der Druck, welcher die Migration hervorrief, lässt nach: 1. wenn die gebirgsbildenden Kräfte nicht mehr arbeiten, oder 2. wenn die Kohlenwasserstoffe in ein poröses Gestein gelangen, wo sie sich ansammeln können. Es versteht sich, dass die Migration hier stockt, bis der poröse Körper gesättigt und bis der Druckunterschied ausgeglichen wird d. h. bis der ursprüngliche Druck wieder hergestellt ist. Damit aber in den jüngeren Schichten, welche die besten Bedingungen für Ölansammlung bieten, sich wirklich Lagerstätten bilden können, muss der die Kohlenwasserstoffe zur Wanderung zwingende Druck in dem Zeitpunkt nachlassen, wann die Kohlenwasserstoffe in diese Schichten gelangt sind und sich konzentriert haben. Diese Bedingungen werden von den jungen Schichten oft insoweit erfüllt, als sie in vielen Fällen nur schwach oder nur indirekt durch die gebirgsbildenden Kräfte beeinflusst werden, dank ihrer Lage im Gewölbe der durch Durchspiessungskerne charakterisierten Antiklinalen.

Die Wanderung muss längs der Überschiebungslinien ein Maximum erreichen, da sie mit den Linien des grössten Druckes, mithin des kleinsten Widerstandes für sie zusammenfallen, auf welchen die Migration leichter vorsichgeht, als in irgend einer anderen Richtung; und so wird es erklärlich, warum die jungen Schich-

ten längs der Überschiebungslinien gewöhnlich reicher an Erdöl sind.

Demnach ist die Bildung einer neogenen Petroleumlagerstätte genetisch mit bedeutenden, gebirgsbildenden Vorgängen verbunden.

In der Tat sind auch z. B. die Lagerstätten von Cașin, Câmpuri, Vizanti, Valea-Sării, Andreas, Jiția-Sării bei Bisoca und Păcurile (Distrikt Buzău) auf einer grossen Überschiebungslinie von einer ungefähren Länge von 60 km (1) verteilt, längs welcher die gefaltete miocäne Salzformation gegen eine sarmatisch-pleiocäne Zone gestaut ist. Vor den Salzstöcken wandelt sich die Stauung in eine Überschiebung der Salzformation über das Sarmatische um, dessen sandige Schichten nur längs dieser Überschiebungslinie mit Petroleum getränkt sind. Kleine isolierte sarmatische Schollen, welche weiter nördlich auf der Salzformation schwimmen und aus denselben sandigen Gesteinen zusammengesetzt werden, sind dort frei von Öl.

Ein anderes Beispiel bietet uns die ungefähr 30 km lange Überschiebungslinie Tintea-Băicoiu-Moreni-Gura-Oeniței (2). Das Miocän mit den Salzstöcken durchspießt an einigen Stellen das pleiocäne Gewölbe und wird über den Südfügel der abgesunkenen Antiklinalhälfte hinüberschoben. Der Kern zeigt an einigen Orten Schuppenstruktur, wo das obere Pliocän (Dacisch, Levantin) in die Salzformation eingezwickelt wurde. Grosse Mengen Öl finden sich sowohl in den im Salzformationskern eingezwängten Bifarcinatenschichten, als auch in den Schichten mit verzierten Unionen, sowie in den Planorbisschichten des abgesunkenen Südschenkels.

Wir können deshalb schliessen, dass die grossen neogenen Lagerstätten sich auf Linien grössten Druckes in allernächsten Nähe von Salzlagern entwickeln und dass ihr sämtliches Erdöl, das heisst wenigstens das der Subkarpaten der südlichen Moldau und der Wallachei ursprünglich aus der miocänen Salzformation stammt (3). Nur dort, wo dieselbe Salz-

(1) L. MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Aperçu géologique etc.*, pag. 32 et *Travaux de la commission du pétrole etc.*, pag. 68-70.

(2) L. MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Aperçu géologique etc.*, pag. 32; L. MRAZEC, *Contributions etc.* et *Travaux de la commission du pétrole*.

(3) L. MRAZEC et W. TEISSEYRE, *Communication préliminaire sur la*

stöcke enthält, in den Salztonfaciesen, stellt man eine mächtigere Entwicklung der Urgesteine der Kohlenwasserstoffe fest, welche seitlichem Druck unterworfen, zu wandern gezwungen wurden.

Aus alle dem Gesagten geht folglich hervor, dass die reichen neogenen Lagerstätten im allgemeinen eng an tektonische Linien, wie Überschiebungs- und Durchspiessungslinien, gebunden sind. Die Antiklinallinien können nur als Orientierungslinien der meisten rumänischen Erdöllagerstätten dienen; sie können aber einerseits nicht das Dasein von Petroleumlagerstätten bedingen, andererseits oft keinen Aufschluss über die Lagerungsverhältnisse bieten.

Schliesslich mögen noch kurz der Erscheinung, welche wir Durchspiessungen nannten und welche eine so wichtige Rolle bei der Entwicklung der meisten rumänischen Petroleumlagerstätten spielt, einige Worte gewidmet werden. Die Falten mit durchspiessendem Kern müssen als das Resultat einer ungleichen Einwirkung tangentieller Kräfte auf einen Schichtenkomplex aufgefasst werden. Die unteren Schichten des Komplexes wurden stärker gefaltet als die höherliegenden, welche durch die tektonischen Vorgänge nur wenig oder gar nicht beeinflusst wurden. Als Folge davon entsteht eine Durchspiessung der unteren Schichten durch das Gewölbe der Hangendschichten.

Die Durchspiessungsfalten zeigen, wie schon erwähnt, meistens eine Überkipfung, welche gewöhnlich in eine Überschiebung des durchspiessenden Kernes über den abgesunkenen Antiklinalschenkel übergeht.

Die Entwicklung einer Durchspiessung ist nicht gleichmässig längs der ganzen Dislokationslinie, sondern man beobachtet häufiger noch als bei normalen Falten, orthogonale Dislokationen, welche nicht nur auf orthogonale Synklinalen beschränkt sind, sondern häufig in wirkliche Blattbrüche übergehen. In den Subkarpaten, z. B. zwischen Moreni und Băicoi, zwischen Colibași und Ocnița einerseits, diesem und Glodeni-Laculeț andererseits, etc.

---

structure géologique de la région Câmpina-Buștenari. Bull. soc. Sciences Bucarest 1906.

L. EDELEANU et E. TANĂSESCU, Etude du pétrole roumain etc.

In Transversalprofilen, sowohl durch den Kern und das Antiklinalgewölbe, als durch die Schenkel, macht sich bei Durchspiessungen eine coulissenförmige Anordnung der Schichten geltend, welche oft sogar das Aussehen einer Diagonalschichtung hat. Im Antiklinalkern und namentlich im überkippten Antiklinalschenkel nähern sich die Schichten dem Lot, während die Schichten der Schenkel und des Gewölbes weniger geneigt sind und ihr Einfallen mit der Entfernung von der Antiklinalaxe abnimmt.

Vermöge dieses oft staffelförmigen Abgleitens der Schichten entstehen Diskordanzen, welche häufig als Transgressionen beschrieben wurden. Durch diese Erscheinung unterscheiden sich übrigens die Durchspiessungsfalten von den Durchspiessungen, welche man z. B. in Überschiebungsdecken alpiner Faltungen antrifft, und wo die Erscheinung durch ein Eindringen härterer Schichten in Komplexe weicher Massen unter dem Einfluss komplizierter Faltungsprozesse, welche sich in grosser Tiefe und folglich unter enormem Druck abspielten, hervorgerufen wird (1).

Es ist selbstverständlich, dass man in der Natur alle Zwischenstufen zwischen einer regelmässigen Antiklinalwölbung und einer überschobenen Durchspiessungsantiklinale antreffen kann.

Was den Mechanismus der Durchspiessung anbetrifft, muss die Ursache des ungleichen tangentiellen Druckes, welcher dieselben hervorgerufen hat, in einer *U n t e r s c h i e b u n g* gesucht werden, d. h. in einem Schub, welcher nur in grossen Tiefen einseitlich wirkte. Ein Formationskomplex einer tektonischen Einheit kann so unter einen anderen ebenfalls tektonisch einheitlichen Komplex unterschoben werden und seine Lagerung dadurch stören (2).

Übrigens erscheint die Hebung der Karpaten, die Faltung in den Subkarpaten und die Überschiebung des Flysches der Karpaten namentlich durch eine *U n t e r s c h i e b u n g* des Vorlandes

(1) Es mag hier die Aufmerksamkeit auch auf diejenigen Durchspiessungen gelenkt werden, welche infolge Stauung des unteren Teiles eines Schichtenkomplexes entstehen und die durch eine Klippe oder irgend ein anderes tektonisches Element hervorgerufen wurden, welches der Faltung ein Hindernis entgegengesetzte. Diese sind nicht in den oben beschriebenen Typus einzureihen.

(2) L. MRAZEC und W. TEISSEYRE, Oligocäne Klippen am Rande der Karpaten bei Bacău. Jahrb. d. k. k. geol. Reichsanstalt, Wien 1905.

der Karpaten, d. h. einerseits der russischen Platte, andererseits des vorbalkanischen Landes und der Dobrogea unter das heute vom Karpatenbogen eingenommene Areal hervorgerufen zu sein. Dieses Vordringen scheint das Resultat einer durch die Kontraktion der Erdkugel hervorgerufenen Näherung der horstförmigen Elemente gewesen zu sein. Der Unterschiebung muss ein Absinken der Stirnregion der Vorlandes voraus oder mit ihr Hand in Hand gehen, also die Bildung von Depressionen (1), was sich für die Karpaten beweisen lässt. Dies erklärt alsdann für die Karpaten und die Subkarpaten Rumäniens die Überkipfung und Überschiebung der Falten gegen Süden oder Südosten, d. h. entgegengesetzt der Bewegungsrichtung, so dass Überkipfung, Überschiebung und zum Teil Bildung von Schubdecken als ein Reflexphänomen der Unterschiebung betrachtet werden können.

Selbst die grossen Deckfaltungen der krystallinisch-mesozoischen Massive der Südkarpaten, deren Existenz MURGOCI dargetan hat, und welche sich wieder in der krystallinen Massive der Ostkarpaten vorfindet, scheinen einem ähnlichen Mechanismus ihr Dasein zu verdanken.

Übrigens geht aus den Studien fast aller intensiv gefalteten Gegenden hervor, dass Unterschiebungen im oben erwähnten Sinne eine grosse Rolle in der Bildung der Kettengebirge gespielt zu haben scheinen, und ich glaube, mich nicht zu täuschen, wenn ich alle auf der Erdoberfläche bekannt gewordenen grossen sogenannten Deckfaltungen, samt den damit verbundenen Erscheinungen wie Stauungen, Gleitungen, Umstülpungen, Überkipfungen und Überschiebungen, den Unterschiebungen zuschreibe, welche durch die entsprechenden Vorlande hervorgerufen wurden.

Sehr instruktiv in diesem Sinne scheinen mir die Profile von SCHMIDT, BUXTORF und PREISWERK durch den südlichen Schwarzwald, Jura und die Alpen (2) zu sein, sowie die Profile MÜHLBERG's durch den Jura (3).

(1) Diese Bedingungen verlangen, dass der Faltung eine Geosynklinalbildung vorausgeht.

(2) Führer zu den Exkursionen der deutschen geolog. Gesellschaft im südlichen Schwarzwald, im Jura und den Alpen, 1907.

(3) Dr. F. MÜHLBERG. Profile zur Exkursion d. schw. geol. Gesellschaft 1901.

· Übrigens sind diese Annahmen auch teilweise bestätigt durch die klassischen Versuche DAUBREE'S (1).

Durchspiessungsfalten im allgemeinen und die genetischen Beziehungen derselben zu Petroleumlagerstätten sind nicht nur in Rumänien beobachtet worden. Aus den Beschreibungen der Geologen, welche Gegenden junger Faltungen, seien sie petroleumhaltig oder nicht, (der nordkaukasischen Hugelgegenden, der iranischen Ketten Persiens, Englisch- und Niederländisch-Indiens, etc.) studiert haben, geht klar hervor, dass auch hier analoge Erscheinungen auftreten, mit denjenigen, welche zum ersten Mal in obiger Fassung in Rumänien interpretiert wurden.

Die geologischen Profile der dankenswerten Arbeit TOBLER'S z. B. über die Petroleumgegenden von Moeara-Enim auf Südsumatra zeigen, dass die unteren Palembang-Schichten, welche dem marinen Miocän angehören, gewöhnlich die mittleren Palembang-Schichten durchspiessen, welche eine Ästuarfacies des Pliocäns darstellen, und in welchen grosse Petroleumlager angetroffen werden (2). Es wäre interessant, nachzuforschen, ob nicht etwa das Erdöl der unteren Palembangschichten in primärer, und dasjenige der oberen in sekundärer Lagerstätte sich befindet.

Nach den Arbeiten von K. KALICKY liegt ein ähnliches Verhältnis in Grozny vor. Ich selbst konnte das auch für die Falten der Halbinsel Taman und bei Kertsch bestätigen (3).

Ein allgemeiner Überblick über die Gegenden mit Falten mit Durchspiessungskernen von rumänischem Typus zeigt uns, dass das Alter der Faltung postpliocän oder höchstens oberpliocän sein muss. Diesen tektonischen Typus stellt man fest, von den Karpaten längs der alpinen Faltungen gegen Osten schweifend, bis nach Ostindien, so dass wir den Schluss ziehen können, dass

(1) A. DAUBREE. Etudes synthétiques de géologie expérimentale. 1897. p. 294. Fig. 78, 79, 80.

(2) A. TOBLER. Topographische und geologische Beschreibung der Petroleumgebiete bei Moeara-Enim (Süd-Sumatra).

Tijdschrift van het koninglijk Nederlandsch Aardrijkskundig Genootschap 1906.

(3) R. KALICKY. Das Naphthagebiet von Groznyj. Mém. du comité géologique. St. Petersburg XXIV. 1905. Sehr interessante Profile und Kontenskizzen. Siehe auch ANDRUSSOW'S Arbeiten über die Halbinsel Taman und die Umgebung von Kertsch.

die Erscheinung der Falten mit Durchspiessungskernen ein jungtektonischer und zu gleicher Zeit ein relativ oberflächlicher Typus ist, welcher wahrscheinlich das ganze grosse mio-pliocäne Faltenband charakterisiert, welches die alpinen Ketten umgürtet.

#### IV.

Von grosser Bedeutung für den Reichtum einer Petroleumlagerstätte sind nicht nur die Bildungs-, sondern auch die Erhaltungsbedingungen. Das Öl der Lagerstätte kann je nach Umständen durch nachherige Wirkungen umgelagert werden und die letztere so manchmal in ein stabileres Gleichgewicht überführt werden. Aber gewöhnlich wird dasselbe aufgehoben und die Lagerstätte wird dadurch geschwächt oder gänzlich zerstört. In Rumänien finden wir die schönsten Beispiele geschwächter oder ganz zerstörter Öllagerstätten.

Diese Störung im Gleichgewichte der Lagerstätte kann hervorgerufen werden:

1. Durch gebirgsbildende Prozesse, seien es Faltungs- oder einfache Hebungs- und Senkungserscheinungen, welche jünger sind als die Bewegungen, welche die Entstehung der Lagerstätte bedingt haben. Diese Bewegungen können das Öl zwingen, in andere Schichten zu wandern, die einer Ansammlung ungünstig sind, wie z. B. in Păcureți und Matîța, wo das Erdöl aus dem Mäotischen und Pontischen bis in den Komplex von Sand- und Schotter-schichten des Dacisch-Levantins gedrängt wurde, welcher sich für die Beherbergung einer reichen Öllagerstätte nicht eignet. Ebenso in Băicoi wurde das Öl bis in die Schotter und Sande der Candestischichten [oberstes Levantin] gepresst, in die es sich ergoss, aber bald durch die zirkulierenden Oberflächenwässer verdrängt, verteilt und verharzt wurde.

2. Einen mächtigeren Einfluss auf eine Öllagerstätte übt die Erosion, verbunden mit Infiltration von Oberflächenwasser aus. Ein grosser Teil der pliocänen Petroleumschichten der Gegenden von Vulcănești, Buștenari, Recea, etc. und namentlich von Țintea-Băicoiu, Gura-Oenița, Matîța, Păcureți, Colibași, ist durch die Erosion gänzlich entblösst worden

und zahllose Täler und Gräben, welche sich in die Schichten tief einschneiden, dränieren diese Gegenden. Die entblösste Lagerstätte ist der Zirkulation der Oberflächen- und Infiltrationswässer preisgegeben worden, deren zerstörende Wirkung bis zu einem gewissen Grade nur von hydrostatischen Niveau der Gegend begrenzt wird. Die meisten Petroleumsande und Sandsteine sind so natürlich verwässert worden, und ihr Öl wurde im günstigsten Falle verharzt oder zum Teil in andere Schichten verdrängt.

Interessant ist noch die Beobachtung, dass gewöhnlich bei petroleumführenden Bildungen, welche mehrere Ölschichten haben, die Ölwellen häufig in der Nähe eines Quertales fällt, da das hydrostatische Niveau oft dasjenige des Öles schneidet. In diesem Falle sind die Ölschichten lokal — im Tale — verwässert. (Mäotische Ölsande in Misișoara und Doftane tital bei Buzenari).

Die Entwicklung der Umlagerung und Zerstörung der Lagerstätten ist natürlich äusserst vielfältig und bis jetzt noch sehr wenig bekannt. Die Koordination der Beobachtungen ist um so schwieriger, da dieselben namentlich in grosser Tiefe gesammelt werden, wo ihre Kontrolle häufig ausgeschlossen ist.

Von allen hier berührten Fragen verdient vielleicht keine vom praktischen Standpunkte mit solcher Aufmerksamkeit behandelt zu werden, wie diejenige der natürlichen Zerstörung der Öllagerstätten. Denn ihr Einfluss auf die Reichhaltigkeit einer Lagerstätte ist gross und leider häufig sehr schädlich.

## V.

Fassen wir zum Schlusse die Resultate, die wir heute über die rumänischen und speziell über die neogenen Petroleumlagerstätten besitzen, zusammen:

1. Das Petroleum der rumänischen Lagerstätten ist organischen Ursprungs d. h. vadoser und nicht juveniler Natur.
2. Das Muttergestein des Erdöles ist in den meisten Fällen ein toniges Sedimentgestein, welches namentlich in Senkungsgebieten entwickelt ist, d. h. in Gegenden, welche sich durch kräftige Sedimentation auszeichneten.
3. Kohlenwasserstoffe der Muttergesteine des Petroleums verdanken ihre Entstehung namentlich der Bituminisation von Mikroorganismen, seien sie aus dem Pflanzen- oder dem Tier-

reich. Keine Gesteine vermögen ihrer fossilen Fauna nach zu beweisen, dass das Erdöl sich speziell aus der Ansammlung grösserer Tiere gebildet hätte, abgesehen von den sogenannten Fischschiefern des Oligocän. Die Fischschiefer bilden aber im allgemeinen in Rumänien keine bedeutenden Petroleumlagerstätten(1).

4) Die Bildungen, in welchen sich Öl primär findet, werden durch eine bestimmte Facies charakterisiert, welche ZUBER und STAHL Petroleumfacies benannten.

5) In Rumänien tritt uns diese Facies im Paläogen in den sogenannten Schichten von TIRGU-OCNA (TEISSEYRE) oder im oberen Horizonte der Fucoïdenschichten (ATHANASTI) entgegen, welche dem Oberocän und zum Teil den Übergangsschichten dieser Stufe und dem Unteroligocän entsprechen.

Im Neogen findet sich die Petroleumfacies in der subkarpatischen Salzformation sehr entwickelt, in welcher sie allem Anscheine nach fasst ausschliesslich auf die Facies mit Salzlagern beschränkt erscheint. Um dieselben herum kann man einen wahren kohlenwasserstoffreichen Hof, den Ölhof, wahrnehmen, was zur Annahme führt, dass die Bituminisationsbedingungen mit der Konzentration der Salzlösungen steigen.

Es besteht folglich ein unleugbarer Zusammenhang zwischen der Bildung des Erdöles und dem Vorhandensein von Salz.

Die Frage über die Rolle des Salzes oder der Salzlösungen

(1) L. SZAINOCHA glaubt, dass alles Petroleum des Flysches der galizischen Karpaten und folglich auch der rumänischen Karpaten aus diesen bituminösen oligocänen Schiefen stamme, welche in der Zone der Karpatensandsteine sehr verbreitet sind. In Übereinstimmung mit R. ZUBER nehme ich an, dass das Erdöl der reichen oligocänen Lagerstätten nicht ausschliesslich aus den Menilitschiefern stammt; denn die Beobachtungen zeigen, dass auch unter sonst ähnlichen Bedingungen kein konstantes Verhältnis besteht zwischen der Entwicklung dieser Schichten, seien sie noch so bituminös, und der Reichhaltigkeit der Lagerstätte derselben Stufe. Ausserdem gestatten sogar die Schiefertone und Hornsteine, welche dieselben begleiten, keine leichte und vollständige Wanderung der Kohlenwasserstoffe, welche sie enthalten, da alle diese tonig-kieseligen Gesteine gewöhnlich gehärtet sind. Der gebirgsbildende Druck, welcher auf alle Fälle einer der Hauptursachen der Migration ist, könnte in diesem Falle das Gestein höchstens zertrümmern, während das zwischen den zertrümmerten Gesteinsteilchen enthaltene Petroleum vom Druck nur gering beeinflusst wird, so dass eine der Hauptbedingungen für die Migration fehlt.

in der Bildung von Kohlenwasserstoffen bleibt den Chemikern zur Lösung vorbehalten.

Die tonige Petroleumfacies deckt sich also in Rumänien hauptsächlich mit den Salzfacies des Tertiärs. SUESS nannte das Salz das Symbol der abflusslosen Gegenden, so dass das Vorhandensein der Petroleumfacies im Paläogen und in der miocänen Salzformation die weiter oben erwähnte Voraussetzung bestätigt, dass die damals herrschenden geographischen Bedingungen einen mehr kontinentalen Charakter trugen. Wenn das Salz als Symbol der abflusslosen Gegenden angesehen werden muss, so charakterisieren die Kohlen nach SUESS andererseits die peripherischen Striche des Festlandes.

Aus diesen rein geophysischen Betrachtungen, welche mit der Bildung des Erdöles und der Kohlen in Rumänien im Einklang stehen, kann man schliessen, dass eine genetische Beziehung zwischen grossen Petroleumlagerstätten und grossen Kohlenlagern im allgemeinen nicht möglich ist (1).

5. Die primären Öllagerstätten liefern in Rumänien gewöhnlich keine Ausbeute, da ihre Gesteine für die Ölsammlung meistens ungünstig sind.

Es sind immerhin einige Ausnahmen dieser Regel zu verzeichnen. Das Erdöl ist in diesem Falle natürlicherweise nicht im Muttergestein selbst angesammelt, sondern in den benachbarten Sandsteinen, Sanden oder Konglomeraten, welche den Petroleumergeln eingelagert sind. So findet man z. B. in der miocänen Salzformation bedeutendere Lagerstätten in den Gegenden, wo die Umstände seine Ansammlung in Sandsteinen und Gesteinen des Hangenden der Salzlager erlaubten, wie z. B. bei Colibași, Glodeni, Malu-Roșu, Ochiuri (1) etc.

7) Die grösseren Öllagerstätten des Eocäns und Oligocäns und namentlich der sarmatischen, mäotischen, pöntischen, dacischen und levantinen Stufe befinden sich auf sekundärer Lagerstätte.

8) Das Petroleum ist aus dem Muttergesteine in seine sekundären neogenen Lagerstätten gewandert, vermöge

(1) In speziellen Fällen finden sich bituminöses Gesteine wohl auch in der Nähe von bitumenreichen Kohlen und können mit deren Bildung zusammenhängen.

(1) Arbeiten der mit dem Studium etc. pag. 96.

der Kapillarität und wahrscheinlich der Diffusion, seltener auf Spalten; denn die Kohlenwasserstoffe können durch tonige Gesteine, seien es eigentliche Tone oder Mergel, wandern, falls dieselben trocken sind.

Die Wanderung wurde nicht sowohl durch die Spannung der Kohlenwasserstoffe selbst, als vielmehr durch die gebirgsbildenden Kräfte begünstigt und befördert.

Sehr wahrscheinlich hat diese Wanderung auf die chemische Zusammensetzung des Erdöls einen grossen Einfluss ausgeübt. Unter anderem bleibt es noch festzustellen, ob die Salzwässer, welche fast ausnahmslos das Erdöl auf seinen Lagerstätten begleiten, gemeinschaftlich mit demselben gewandert sind, und welchen Einfluss in diesem Falle dieselben auf die chemische Zusammensetzung des Erdöls ausgeübt haben können.

6. Das Erdöl gelangt durch Migration in die Schichten anderer, manchmal jüngerer Horizonte, wo sich die Bedingungen zur Ansammlung günstiger gestalten, d. h. in poröse Sandstein- oder Sandschichten, welche von undurchlässigen, tonigen oder mergeligen Gesteinen abgeschlossen und geschützt werden; es befindet sich in diesem Falle im Gleichgewicht der Lagerstätte.

Eine Wasserschicht im Hangenden einer Öllagerstätte wird den tonigen Mergel, welcher das Petroleum von Wasser trennt, hydratisieren und so das Weiterwandern verhindern, so dass die Lagerstätte sich in stabilerem Gleichgewicht befindet.

8. Der Druck, welcher die Kohlenwasserstoffe zur Migration zwang, ist den gebirgsbildenden Kräften zuzuschreiben, welche in der Muntenia und südlichen Moldau sich bis ins Quatär fortsetzten.

9. Als Folge dieser Bewegungen begegnen wir Durchspießungserscheinungen der Antiklinalkerne durch das Gewölbe jüngerer Schichten. Wenn am Aufbau dieser Kerne die Petroleumfacies der miocänen Salzformation teilnimmt, so wird das Erdöl infolge der grossen Druckdifferenzen aus der Salzformation in die pliocänen Schichten wandern, wo es Lagerstätten bildet. Die Durchspießung wird gewöhnlich von Überschiebungen und Schuppenbildungen begleitet. In unmittelbarer Nähe der Überschiebungslinie sammeln sich meistens die grössten Massen Petroleum an.

10. Von diesen Betrachtungen ausgehend ersieht man, dass sich in Rumänien nur da produktive Petroleumlagerstätten bilden können, wo Muttergesteine des Erdöles vorhanden sind und, nur in den Gegenden, welche durch Gebirgsbildung eine tiefgehende Störung ihrer Schichten erlitten haben.

Auf diesem Standpunkte fassend, können von allen tektonischen Einheiten Rumäniens nur die Karpatenflyschzone und die subkarpatischen Regionen als ölausbeutbar angesehen werden (1).

In kleinerem Masse kämen die dislozierten Gegenden des westlichen Rumäniens in Betracht.

Von grossen Dislokationen durchzogene Gegenden bieten den neogenen Schichten die besten Bedingungen zur Beherrschung ergiebiger Petroleumlager, wenn die übrigen Akkumulations- und Konservationsbedingungen günstige sind.

Die Störungslinien spielen folglich in der Bildung der Petroleumlagerstätten die grösste Rolle. Ihre Feststellung, Verfolgung und genaue Kenntnis drängt sich aus diesem Grunde in erster Linie auf. Sie fallen notwendigerweise in den meisten Fällen mit einer Antiklinalstruktur zusammen; aber die Antiklinalen können nur bis zu einem gewissen Punkte zur Auffindung von Petroleumlagerstätten dienen. Das Vorhandensein einer Antiklinale benötigt noch keineswegs auch das Dasein einer Lagerstätte und erklärt auch nicht die Lagerungsform.

12. Petroleumlager in Synklinalen sind auch in Rumänien bekannt und wurden zum Teil ausgebeutet. Die petroleumführenden Synklinalen sind gewöhnlich nicht tief und auch nicht gross, ihre Petroleumschichten sind in meisten Fällen verwässert und verharzt. Es sind das meistens schuppenförmig eingezwängte Schichtenkomplexe, welche eigentlich einem grossen Gewölbe angehören, das in Schuppen zerfällt, die ihrerseits allmählich in Sättel übergehen können. Das ölführende Pliocän der Schuppe von Băicoi kann als zu einer Synklinale gehörend, gerechnet werden. Bei Matia ist zwischen der überkippten Antiklinale von Dosinienschichten und derjenigen von Podeni eine dacisch-levantine Synklinale von mit Bitumen getränk-

(1) Arbeiten der mit dem Studium etc. pag. 8—9.

ten Schichten eingefaltet, welche heutzutage allerdings trocken liegen oder asphaltisiert sind.

13. Wenn wir uns vergegenwärtigen, dass das Öl einer ausgiebigen Petroleumlagerstätte aus dem Muttergestein in das Sammelgestein wandern muss, und dass die Bildung der neogenen Lagerstätten in enger Beziehung mit der pliocänen und postpliocänen Faltung steht, so ist es uns erklärlich, dass sich das Erdöl längs ein und derselben tektonischen Störung in verschiedenen Stufen befinden kann. Trotzdem werden nur diejenigen Gesteinskomplexe reiche Petroleumschichten erhalten, welche einerseits günstige Akkumulationsbedingungen bieten, andererseits nicht mehr unter dem Maximum des gebirgsbildenden Druckes sich befinden.

14. Sowohl in den paläogenen als auch in den neogenen Petroleumlagerstätten Rumäniens trifft man häufig mehrere, durch mergelig-tonige Schichten von einander getrennte Ölhorizonte an. Selten sind alle gut erhalten.

Eine Lagerstätte ist gewöhnlich um so ergiebiger, auf je weniger Schichten das Öl sich verteilt hat. Wenn demgegenüber das Erdöl auf einen mächtigen Komplex mergelig-sandiger Schichten verteilt ist, so ist die Spannung der Lagerstätte klein und dieselbe selten ausbeutbar, obschon die totale Masse des vorhandenen Petroleums eine beträchtliche sein kann.

Eine solche Verteilung des Petroleums im Neogen trifft man namentlich in den Gegenden, wo eine schon existierende Lagerstätte durch spätere Faltungen disloziert wurde.

§ 15. Beim Studium der petroleumführenden Gegenden Rumäniens müssen wir demnach in Betracht ziehen, dass für die Bildung einer reichen, neogenen Petroleumlagerstätte folgendes nötig ist:

a) Ein Muttergestein des Petroleums, welches das Mineral leicht abgeben kann, und welches mächtig entwickelt ist.

b) Eine unter grossem Druck vorsichgehende Migration, damit dieselbe schnell und vollständig vor sich geht.

c) Günstige Akkumulations- und Konservationsbedingungen.

d) Falls das poröse Gestein ein Sand ist, eine

•

## Übersättigung desselben an Kohlenwasserstoffen, wenn derselbe ausbeutbar sein soll (1).

(1) Von den Arbeiten von VAN DER MENSBRUGGE, DE HEEN, SPRING und R. D'ANDRIMOND (1) über die Imbibition der Sande mit Wasser ausgehend, kann man annehmen, dass der im trockenen Zustande fluide Sand sich durch Tränken mit Öl bis zur Stättigung ballt. Um jedes Sandkörnchen herum bildet sich eine Hülle von Öl; die Hüllen der sich berührenden oder sehr nahe gelegenen Körnchen verschmelzen und durch die kapillare Kraft wird der Sand geballt, er wird kompakt. Diese durch die oberflächliche Befeuchtung erzeugte Energie erreicht ihr Maximum, wenn alle Poren ausgefüllt sind. Sie wächst mit der Rauheit der Oberfläche des Kornes (da die Gesamtoberfläche in diesem Falle grösser ist, als bei glatten Körnern) und mit der Viskosität des Erdöles, und fällt mit steigendem Gehalt an Gasen. Der so zusammengeballte Sand lässt sich formen und schneiden. Natürlich kann diese Erscheinung nur bei fein bis mittelkörnigen Sanden eintreten, da bei sehr grobkörnigen Sanden und Schottern das Korn selbst zu schwer ist, um von der Kapillarität festgehalten zu werden und auch die zwischen den Sandkörnern befindlichen Hohlräume zu gross werden.

Wenn man nun dem gesättigten Sand noch etwas Oel hinzufügt, so wird infolge der Übersättigung die Entfernung zwischen den Körnchen vergrössert, so dass die Energie der Oberflächenspannung nicht mehr genügt, das Gefüge zusammenzuhalten, und der Sand wird flüssig (2).

Es kann also nur ein übersättigter Ölsand Petroleum abgeben, ein gesättigter ist „trocken“. Diese Erscheinung spielt in der Praxis eine nicht zu unterschätzende Rolle. . . . . Eine Auflösung eines geballten Sandkörpers kann leicht durch Zuschuss von Öl hervorgerufen werden, während ein Hinzufügen von Wasser nicht in demselben Masse den Zweck erreicht, da dass Wasser zuerst gegen die im gesättigten Ölsand herrschende Kapillarität zu kämpfen hat.

Stösst nun das Ende einer Röhrenkolonne in eine übersättigte Ölsandschicht, so bildet sich um die Öffnung ein Zuflusshof, in welchem der Druck kleiner ist, als in je einem andern Punkte der Ölsandschichte. Infolge der Druckdifferenz bildet sich eine Strömung des Sandes zur Öffnung der Röhre. Ausserdem wird durch den Auftrieb oder das Herausheben des Sandes ein Hohlraum rings um das Ende des Bohrloches entstehen. Der Zuflusshof wächst allmählig mit dem Ausbeuten bis zu einem gewissen Durchmesser, welcher alsdann beständig bleibt. Die rationelle Distanz zwischen zwei Bohrungen, welche sich nicht beeinflussen sollen, ist gleich der Entfernung von der Öffnung bis zum Berührungspunkte ihrer in eine beständige Form gelangten Zuflusshöfe. Die Form und Entwicklung der Zuflusshöfe hängt von der Lage der Ölsandschicht, von ihrer Reichhaltigkeit,

(1) R. D'ANDRIMOND, L'alimentation des nappes aquifères. Ann. soc. géol. de Belgique, 1904.

(2) Das Phänomen ist leicht unter dem Mikroskop zu verfolgen.

SCHEMA EINIGER TYPEN VON FALTEN MIT DURCHSPIESSENDEN KERN, (DIAPIRE FALTEN NACH MRAZEC) WELCHE IN PETROLEUMGEGENDEN ETC. BEOBACHTET WURDEN.

Die fein punktierte Linie zeigt die Axiallinie des Gewölbes an.

Fig. 1 und 2.—Normale Durchspiessungs-Falten. Die Schichten des Kernes sind steil aufgerichtet in einem flachen Gewölbe, dessen Scheitel mit der Kammlinie des Kernes zusammenfällt.

Nach den Profilen GULISCHAMBAROW'S, TOBLER'S u. a. scheint dieser Typus in den Faltungsgebieten des nördlichen Kaukasusrandes und in Sumatra ausgebildet zu sein. In den postpliocänen Faltungen Rumäniens ist er bis jetzt unbekannt.

Fig. 3.—Die ältesten Schichten (a) nehmen am Durchspiessungsphänomen nicht teil; der Kern ist leicht überkippt, die Axe des Gewölbes fällt abseits vom Kamme des Kernes. In Rumänien: Durchspiessungsfalte in Valea Boului, wo die sar-matischen Schichten durch Abtauchen der miocänen Salzformation zum durchspiessenden Kern werden; in Ochiuri mäotischer isoklinaler Kern in der diapiren Falte Pacureți-Matița. Dieser Typus tritt gewöhnlich an den beiden Enden einer Falte auf, wo die ältesten Schichten (a) plötzlich abbrechen, und (b) steil aufgerichtet sich ausziehend auskeilen, etc.

Fig. 4.—Der durchspiessende scharf zusammengepresste, isoclinale Kern (a) durchbricht noch nicht den untersten, ihm aufliegen-

vom Gasgehalt des Öles etc. ab. Durch Stauungserscheinungen hervorge-rufen, (Verminderung der Strömungsgeschwindigkeit) entstehen im Hofe oft sehr schnell Inseln von gesättigtem Ölsand, zwischen welchen sich Ölströmungen befinden. Die Sandinseln wachsen mit der Entwicklung des Hofes und können durch künstliche Übersättigung sich wieder auflösen.

Alle diese Erscheinungen wiederholen sich in geringerem Masse auch in Sandsteinschichten, wo natürlich eine Bildung von Inseln, falls die Sandsteine hart sind, wegfällt. Ein Factor, mit welchem man aber hier zu rechnen hat, ist die Reibung welche der Ölstrom zu überwinden hat, wenn er durch das starre Gefüge der Sandsteine durchgeht... (Auszug aus: L. MRAZEC, Vorlesung (rumänisch) über Öllagerstätten, speziell Rumäniens gehalten an der Ingenieurschule von Bukarest. Wissenschaftliche und praktische Versuche über das Verhältnis zwischen Öl und Sand bei Gegenwart von Wasser werden im mineralogischen Laboratorium der Universität Bukarest ausgeführt.

den Schichten- $\gamma$ -komplex (b). Überkipfung des Kernes, welche sich wie in Fig. 3 durch eine stärkere Neigung der rechts liegenden, zum Gewölbe gehörenden Schichtenfolge ausdrückt, in Fig. 3, c und d, in Fig. 4, b und c.

Die Gewölbeaxe fällt auf den linken Flügel der unteren Gewölbeschichten und die des Kernes.

In Rumänien: Filipești de Pădure (?). Profile von Groznyi nach KALICKYI, Durchschnitte der Faltenzüge der Halbinsel Taman. etc.

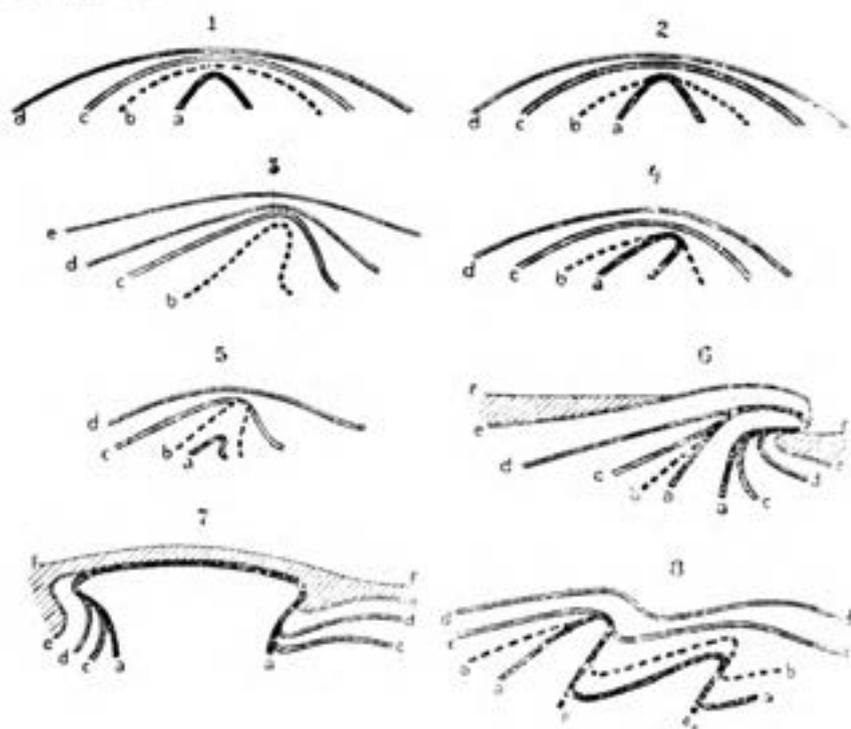


Fig 5.— Die Gewölbeaxe kommt seitlich zu liegen von dem durchspießenden Schichtenkomplex *b* und *c*, fällt aber mit dem Kamm von *a* zusammen.

Fig 6. — Durch eine von rechts kommende Unterschiebung werden die ältesten Schichten (*a*) zur Durchspießung in die Schichten des Gewölbes getrieben. Der Kern ist überkippt und mit den links liegenden Schichten des Gewölbes über dessen tieferliegenden linken Flügel überschoben. Der Kamm des Ker-

nes beeinflusst durch eine leichte, gegen rechts gerichtete Reflexbewegung der nur wenig geneigten obersten Schichten *d* und *e*, ist gebrochen, neigt sich in die Überschiebungsrichtung und kommt (rechts) auf *e* und sogar auf die Formation *f* zu liegen, welche letztere die während der Faltung sich ablagernden Sedimente vorstellen. Allem Anscheine nach wird durch die Überschiebung der Kern (a) oft enturzelt. Am linken Flügel sind *b*, *c*, *d* und in einem gewissen Masse auch *e*, aneinander und auch an dem durchspießenden Kern abgeglitten. Am rechten Flügel ist *b* durch Auswälzung in der Tiefe geblieben; die Komplexe *c*, *d* und *e* in der Tiefe gestaut, werden gegen oben durch die Reflexbewegung des Gewölbes und des linken Flügels geschleppt oder ausgezogen. Der Kamm des Gewölbes ist sehr breit; die Wagrechten können bald seitlich, bald auf verschiedene Punkte des Kernes fallen.

Dieser Typus von diapirer Falten, welcher deutlich den Übergang der Faltenbildung zur flachen Deckenüberschiebung zeigt, indem *a* als Abscherungsklippen auftreten, ist in Rumänien bekannt. Er findet sich in Țintea, in Băicoi, in Moreni und Gura-Ociței. In Băicoi und Gura-Ociței kompliziert sich die Erscheinung mit einer in ihren Details sehr schwer zu verfolgenden Schuppenstruktur.

Ölführend ist vor allem der überschobene Flügel, der überschiebende ist oft gänzlich ölfrei (Moreni). An der Überschiebungslinie sind die Ölsande manchmal in wirkliche Ölkissen gestaut, oder durch Auswälzung in längs der Linie angereicherte Linsen aufgelöst (gisements en chapelets).

Fig. 7. — Schematischer Längsschnitt von Băicoi (links) nach Țintea (rechts). Der Kamm des Kernes überquillt seitlich, wie das bei plastischen Gesteinen der wurzellosen Klippen möglich ist. Querschnitt in Typus Fig. 6. Die Schichtenfolge *b* bleibt in der Tiefe, während *c*, *d*, *e* längs des Kernes gestaut, geschleppt oder ausgezogen werden. Rechts stauen sich dann infolge der Bewegung des Kernes diese Schichten, um weiterhin dann scharf abzufallen (ist auf dem Profile nicht repräsentirt).

Fig. 8. — Schema einer Folge von durchspießenden gegen rechts übergeklippten Falten. Auf der Oberfläche leicht gewellte Decke. In der Tiefe ein stufenförmiges Absinken in Schuppen.

Die die Wellen trennenden Synklinalen sind assymetrisch, ihre Axe gegen die Überschiebungslinie des Kernes verschoben. Die Gewölbeaxen fallen in diesem Beispiel seitlich der Kerne in die Synklinalen.

Das stufenförmige Absinken der Falten gegen die Überkipungsseite ist charakteristisch für die südlichen Subkarpaten Rumäniens, in denen grösstenteils Durchspiessungsfalten vorkommen.

Die diapiren Falten repräsentiren allem Anscheine nach das erste Stadium in der Bildung von Schubdecken. Es versteht sich von selbst, dass ausser obigen Typen noch alle möglichen Übergänge bis zu normalen Falten einerseits und Schubdecken andererseits existiren können.



## ZUR URSPRUNGS-THEORIE DES ERDÖLS

VON

GRZYBOWSCHL

In meinen Studien über Boryslaw (1) die 1906 veröffentlicht wurden, bin ich zu folgenden Schlüssen gekommen:

a) Das Auftreten von Erdöl in Boryslaw ist nicht an die Salzformation, sondern an das tiefere Niveau der darunter liegenden Dobrotower Schichten gebunden. Im Salzion selbst findet sich Öl auf sekundärer Lagerstätte.

b) In tektonischer Hinsicht stellt das Boryslawer Vorkommen eine breite, zerbrochene Anticline. Diese Zerstörung ist die Folge einer von Süden überschobenen Scholle Paleogäner- und Kreideschichten, die gegenwärtig den Karpatenrand bilden. Die Salztone und Dobrotower Schichten erstrecken sich somit unter diesem Gebirgsrande gegen Süden, gegen Mraznica, worauf auch dieselbe Qualität des Öls der Mraznicaer Kreidzone deutet.

Seit der Zeit der betreffenden Publikation hat sich das Grubenfeld von Boryslaw sehr erweitert, obwohl nur wenige Bohrlöcher näher an den Gebirgsrand rückten, die aber alle, sogar in Eocän angelegt, in der Tiefe auf Dobrotower Schichten mit Öl stossen.

Es sind aber viele Bohrlöcher vertieft worden.

Das Bohrloch Nr. 8 der Grube Dr. Freunds traf in einer Tiefe von 1020 m. Hornsteine, somit das Liegende der Menilitshiefer, und aus diesem Horizonte bekam es starken Ölzufluss. Die Grube Klaudius bekam heftige Ölausbrüche in 1079 m.

(1) Geologische Atlas Galiziens. Heft. XX, mit 8 Tafeln.

Bulletin de l'Acad. des Sciences de Cracovie. Avril 1907: „Boryslaw“.

Tiefe, wobei mit dem anströmenden Öl Bruchstücke von Melilithornsteinen heraufbefördert wurden.

Das Öl kommt somit in Boryslaw auch in Menilitschiefern (unteres Oligocän) vor. Das oben genannte Bohrloch Nr. 8 des Freund wurde weiter vertieft; es wurden eocäne Sandsteine und grüne Schiefertone durchteuft (obere Hieroglyphenschichten) und in 1196 m. Tiefe kamen aus diesen Schichten neue Ölausbrüche.

Diese Erfolge haben ausser der praktischen auch eine hohe theoretische Bedeutung, indem sie auf die über karpatisches Öl herrschenden Theorien ein neues Licht werfen.

Den österreichischen Geologen nach (PAUL, HÖFER) unterscheiden auch einige polnische Karpatologen mehrere selbständige Ölhorizonte in den Karpaten, nämlich die Inoceramen-Schichten (Kreide), obere Hieroglyphenschichten (Eocän), Menilitschiefer (unteres Oligocän), Dobrotower Schichten (oberes Oligocän) und schliesslich die Salztone (Miocän).

Nach diesen Theorien soll das Öl in jedem dieser Horizonte selbständig auftreten, d. h. sich in diesen Schichten aus nicht näher bekannten Organismen gebildet haben und primäre Lagerstätten darstellen.

Nun haben wir für den Salzton von Boryslaw klargelegt, dass das darin getroffene Öl sich auf sekundärer Lagerstätte befindet. Indem wir keine anderen unzweifelhaften miocänen Ölvorkommnisse aus Galizien kennen, (Starunie zeigt ähnliche Verhältnisse wie Boryslaw, in Niebylow sind Nummuliten gefunden worden) so soll das Miocän als ölbildende Formation aus obiger Reihe gestrichen werden.

In der nächsten Nachbarschaft von Boryslaw kommt das Öl in den Inoceramen-Schichten von Mraznica vor. Die betreffende Zone liegt kaum 3 Km von dem Boryslawer Ölzuge entfernt. Wie in der zitierten Arbeit dargelegt war, ist das Öl dieses Zuges identisch mit dem von Boryslaw, da aber viele Anzeigen dafür sprechen, dass die überschobene Scholle breit ist, somit die Dobrotower ölführenden Schichten sich weit unter ihr nach Süden erstrecken, so wird die Selbständigkeit des Mraznicaer Kreide-Ölzuges wenigstens problematisch.

Endlich kommen in Boryslaw selbst drei ölführende geologische Horizonte, die der autochtonen Serie angehören, über-

einander vor. Es sind Dobrower-Schichten, Menilitschiefer und obere Hieroglyphen-Schichten.

Sollte denn das Öl in allen drei Horizonten, so beständig, d. h. auf primärer Lagerstätte auftreten? Den bisher herrschenden Theorien nach müsste man diesen Schluss als konsequente Folge annehmen, was schon aus diesem Grunde unlogisch erscheint, als hier das Öl aus allen diesen Horizonten von gleicher Qualität ist, obwohl es gewöhnlich in verschiedenen Ortschaften auch aus demselben geologischen Horizonte stammend, Differenzen zeigt. (Das Dobrotower Öl von Nahujowice ist von dem Boryslawer Öl verschieden).

Aber auch genetische Momente sprechen gegen diese Annahme.

Das Öl ist keine so gewöhnliche Erscheinung, dass die zu seiner Bildung nötigen Bedingungen nicht von spezieller Natur sein müssten. Die Frage seines anorganischen oder organischen Ursprungs ist noch nicht endgiltig entschieden, obwohl der gegenwärtige Stand der Wissenschaft stark für die organische Entstehung spricht.

Ist das „Sapropel“ ein organischer mit Schlamm gemischtes Detritus, der Ausgangspunkt des Erdöls, so müssen dermal enorme Sapropelanhäufungen, dass sie zur Bildung der grossen Ölquantitäten hinreichen, auch zu Seltenheiten gehören, und als Ausnahmefälle spezieller physikalischen Bedingungen bedürfen.

Sapropel findet man auf allen Meeresgründen, wo nicht zu heftige Strömungen herrschen — sogar in der Tiefsee (Bathybius). In der Flachsee kann es relativ schnell mit terrigenem Material zugedeckt werden. Man sollte somit in allen Meeresbildungen wenigstens Ölspuren finden können. Wir wissen aber, dass dies nicht der Fall ist, und dass die ölführenden Schichten zur Ausnahme gehören, dass sogar derselbe geologische Horizont, in derselben Facies entwickelt, an einer Stelle ölführend ist, während er auf den anderen gar keine Ölspuren zeigt.

Ist somit das Öl aus Sapropel entstanden, so mussten spezielle physikalische Bedingungen an betreffender Stelle, seine Anhäufung und Zudeckung ermöglichen.

Kommen wir jetzt auf das Boryslawer Ölfeld zurück und betrachten die ölführenden geologischen Horizonte.

Die Inoceramen Schichten, sowie die eocänen Hieroglyphenschichten sind, obwohl zwischen ihnen eine Lücke existiert, doch

in ziemlich analogen Bedingungen entstanden. Es sind Flachseebildungen, mit rythmisch wechselnder Zufuhr von terrigenem, abwechselnd tonigem und sandigem Material.

Die darüber lagernden Menilitschiefer stellen den Absatz eines ruhigen Beckens dar mit geringer und nur feintoniger Materialzufuhr. Die Anwesenheit der Fische: *Gobius*, *Leuciscus* zeigt auf Tendenz zum Aussüssen der Gewässer, wofür auch die in Hornsteinen konstatierten Diatomeen sprechen.

In Dobrotower-Schichten haben wir eine Strandbildung vor uns. Es bilden sich Lokalconglomerate (Slobodaer Conglomerat); es herrschen Sandsteine vor. Die Wellenfurchen (Rippelmarks) weisen auf Untiefen, die oft vorkommenden kohligen Pflanzendetritus auf Ufernähe, Gypshaltigkeit auf vorübergehende Concentrierungen des Salzgehaltes der Gewässer.

Wir sehen somit wie auf derselben Stelle sich im Laufe der Zeit die Seefacies geändert hatte als Folge der Änderungen in den physikalischen Bedingungen, sowohl des Meeresgrundes, wie seiner Umrahmung, sogar der Qualität der Gewässer.

Kann man sich denn vorstellen, dass unter allen diesen Veränderungen nur einzig die zur Öl-, respective Sapropelbildung nötigen Bedingungen aufrechterhalten wurden, ja sogar so unverändert blieben, dass sich in diesen ganzen Zeitperioden dieselbe Ölqualität gebildet hatte?

Das logische Denken muss eine solche Annahme ablehnen.

Das Öl von Boryslaw, in welchen Horizonten es auch vorkommt, auch wahrscheinlich das Öl der Inoceramenschichten von Mraznica muss somit einheitlichen Ursprungs sein und aus gemeinsamer Quelle stammen.

Wo liegt diese Quelle? Liegt sie in dem tiefsten der bisher erreichten Horizonte, in eocänen Hieroglyphenschichten, oder soll sie in abyssalen Tiefen gesucht werden? das sind Fragen, die sich vorläufig noch den auf Observation basierenden Erörterungen entziehen. Ich behalte mir vor, auf die Frage wieder zurück zu kommen.

# SUR LES RELATIONS ENTRE LE FLYSCH ET LE PÉTROLE

PAR

RUDOLF ZÜBER

(R É S U M É)

---

Le mot „Flysch“, employé antérieurement pour désigner une certaine partie des couches tertiaires dans les Alpes suisses, signifie maintenant un faciès spécial, qui peut caractériser les dépôts de différents âges géologiques.

Ces „formations flyscheuses“ sont représentées par des dépôts marins bien stratifiés, d'une épaisseur de centaines ou même de milliers de mètres et composés d'argiles et marnes grises, brunes, vertes, rouges, etc., alternant avec des grès et de conglomérats contenant beaucoup d'empreintes problématiques (fucoides, hiéroglyphes, rippelmarks, etc.). On y trouve une quantité immense de débris organiques, mais rarement des fossiles bien préservés et caractéristiques.

J'ai essayé de démontrer, me basant surtout sur mes études locales dans le delta de l'Orénoque (Vénézuéla), que la formation de ce „faciès flyscheux“ peut se faire seulement dans des régions littorales peu profondes, ou débouchent des fleuves soumis à de grandes oscillations dans un climat humide et tropical.

Les „passage beds“ entre le Silurien et le „old red“ de la Podolie, le „culm“ du Carboniférien et beaucoup d'autres formations semblables ne sont autre chose que du „Flysch“ plus ancien.

---

(1) Ueber die Entstehung des Flysch. Ztschr. f. prakt. Geol. Berlin 1901. August. — Zur flyschentstehungsfrage. Verh. geol. Reichs-Anst. Wien-1904. No. 8.

Or, j'ai trouvé que presque toutes les formations pétrolifères du monde entier sont confinées à ce faciès flyscheux.

Cette association évidente du pétrole avec ce faciès spécial nous conduit à la conclusion que les conditions qui conduisent à la formation du Flysch favorisent aussi la formation du pétrole et qu'il faut chercher dans le Flysch les matières organiques qui ont pu se transformer en hydrocarbures.

La vie organique qui accompagne la formation du Flysch est très abondante et variée. Mais la substance organique des animaux (mollusques, vers, crustacés, poissons, etc.) peut entrer seulement en cas exceptionnels dans les dépôts, et les parties minérales seules y restent, comme squelettes et coquilles. C'est seulement le détrit des plantes, composé principalement de cellulose, qui entre en plus grande quantité dans les dépôts flyscheux.

Il me semble alors que pour la plupart des gisements de pétrole l'application des théories de sa provenance animale (Höfer, Engler) est beaucoup moins probable que la théorie végétale (Radziszewski, Potonié).

Sans entrer ici dans les procès chimiques de cette transformation des matières végétales en hydrocarbures je pense, m'appuyant sur les conditions géologiques des gisements de pétrole, que la présence des eaux salées favorisait la formation des hydrocarbures du pétrole, tandis que les eaux douces facilitaient la carbonisation des amas de matière végétale et la formation de la houille. Ainsi s'expliquerait le fait que les dépôts pétrolifères et houillers s'excluent réciproquement d'une manière évidente.

Je me propose d'élaborer les idées prononcées ci-dessus d'une manière plus complète dans une monographie spéciale.

# DIE HEUTIGEN ANSICHTEN ÜBER DIE GEOLOGIE DER KARPATEN UND ÜBER DIE NAPHTHA-LAGERSTÄTTEN.

VON  
L. GAWROŃSKI

---

Während meiner fachmännischen Tätigkeit als Ingenieur grösserer Ozokeritwerke in Boryslaw und auf Grund späterer langjähriger Erfahrungen bei den Rohölgruben fand ich genügend Gelegenheit, die Beobachtung zu machen, dass die Ansichten sowie viele veröffentlichten Werke und Abhandlungen, welche sich mit diesen Mineralien befassen und ihre Lagerstätten behandeln, der Wirklichkeit kaum entsprechen, und öfters dieselben teils auf Grund zwar unmittelbarer, jedoch vereinzelter und spezieller Beobachtungen, teils auf Grund dessen, was auf der Erdoberfläche sich wahrnehmen und entsprechend den wissenschaftlichen Theorien folgern lässt, darstellen. All dies lässt sich jedoch kaum in Einklang bringen mit dem, was der praktische Bergmann auf Schritt und Tritt im Erdinnern antrifft. Weiter bin ich zur Überzeugung gelangt, dass, wenn man in das innere Wesen dieser Lagerstätten doch eindringen will, man tiefer und weiter langens muss, dass die Formierung dieser Verhältnisse in unmittelbarem Zusammenhange mit dem Bildungsprozess der Karpaten zu suchen ist, und erst auf Grund dieser Beobachtungen weitere Folgerungen aufgestellt werden können. Man kann daher die genannten Mineralien keiner Besprechung unterziehen, bevor man nicht einerseits den allgemeinen geologischen Bau der Karpaten im ganzen kennen gelernt, anderseits nicht genau und durch längere Zeit das Vorkommen des Ozokerits beobachtet hat.

Es erscheint uns selbstverständlich, dass das Vorkommen des Rohöls sich kaum unmittelbar verfolgen lässt, jedoch finden die

Grundsätze, welche in bezug auf das Vorkommen des Erdwaxes sich aufstellen liessen, auch hier voll und ganz ihre Anwendung; es unterliegt nämlich, für mich wenigstens, nicht dem geringsten Zweifel, dass das Erdwachs sein Entstehen dem Rohöl verdankt. Wir besitzen in dieser Beziehung ein weiteres Hilfsmittel und ist dies die Entwicklung, der Bestand und das Vergehen sowohl ganzer Rohölproduktionszentren, wie z. B. Schodnica und Boryslaw, wie auch einzelner Schächte.

Da ich mir zur Aufgabe gestellt habe, der Wahrheit womöglich auf den Grund zu dringen, habe ich einerseits durch eine Reihe von Jahren in den besagten Produktionszentren emsige Nachforschungen angestellt, andererseits habe ich mich mit dem Studium der mir zugänglichen, überaus reichhaltigen geologischen Literatur befasst. Ich bin mir dessen vollauf bewusst, dass das eine wie auch das andere kaum an eine, selbst relative Vollkommenheit und Erschöpfung des Gegenstandes heranreicht, jedoch ist das bisher vorhandene Material nicht komplett, und sind noch weitere langjährige Forschungen und Studien erforderlich, welche das Können und Vermögen des Einzelnen beiweitem übersteigen.

Die ergiebigste Quelle, aus der ich bei der Zusammenstellung der geologischen Karte geschöpft habe, war in erster Linie der geologische Atlas Galizias, aufgenommen von den Professoren Dr. SZAJNOCHA, ZUBER, DUNIKOWSKI, GRZYBOWSKI, FRIEDBERG, LOMNICKI, weiters UHLIG'S Werk „Bau und Bild der Karpaten“, die Arbeiten von TIETZE, PAUL, WALTER, NIEDŹWIECKI, SIEMIRADZKI u. v. a., schliesslich die neueste Abhandlung von LIMANOWSKI „Über den geologischen Bau der Karpaten“ und die mir mündlich erteilten Auskünfte seitens polnischer Geologen, wie auch meine eigenen Wahrnehmungen. Da der obenerwähnte Atlas bisher noch nicht vollständig erschienen ist, haben mir die Herren Dr. ZUBER, SIEMIRADZKI, WIŚNIOVSKI, GRZYBOWSKI und FRIEDBERG den noch fehlenden Teil gütigst zur Verfügung gestellt.

In der Behandlung des Gegenstandes finden wir unter den Ansichten einzelner Geologen zahlreiche und bedeutende Differenzen, sowohl in bezug auf die eigentliche Stratigraphie, wie auch auf die Tektonik einzelner Partien und ganzer Gebiete, und da die Bearbeitung des Ganzen naturgemäss eine Vereinheitlichung und Beseitigung der Unterschiede erfordert, gebe

ich im Nachstehenden eine kurzgefasste Aufklärung, wie ich meine Aufgabe gelöst habe, und wie sich der heutige Stand der Geologie der Karpaten darstellt.

Wie bekannt, erscheinen die Karpaten, namentlich ihre Flyschzone, in petrographischer Beziehung als ein ziemlich gleichmässiges Gebilde, und der Mangel an Versteinerungen verursacht ein schwieriges Unterscheiden einzelner Horizonte. Trotzdem haben neuere Forschungen nachgewiesen, dass Versteinerungen, obwohl in sehr geringer Zahl, dennoch vorhanden sind, es sind jedoch sehr emsige und genaue Nachforschungen zwecks ihrer Auffindung notwendig. Auf Grund dieser Petrefakten liess sich zwar eine Aufteilung einzelner stratigraphischer Horizonte durchführen; im Laufe der Arbeit haben sich jedoch sehr bedeutende Differenzen in den Ansichten der Geologen bezüglich des Alters einzelner Horizonte derselben Formation ergeben.

Damit ist auch zu erklären, dass einzelne Karten des Atlases untereinander nicht übereinstimmen. Dieser Umstand erscheint uns umso natürlicher und leichter erklärlich, wenn wir erwägen, dass die geologischen Karten von verschiedenen Geologen während eines Zeitraumes von 25 Jahren aufgenommen wurden, dass im Laufe der Zeit die Ansichten sich vielfach geändert haben und neue Theorien aufgetaucht sind, welche jedoch nur in den stets nachfolgenden Karten berücksichtigt werden konnten.

Wenn man sich demnach, ein praktisches Ziel verfolgend, auf so manche dieser dem Ganzen entnommenen Karten stützen wollte, ohne die obenangeführten Umstände zu berücksichtigen, so würde man sehr oft zu falschen, dem heutigen Stande nicht entsprechenden Folgerungen gelangen.

Schliesslich will ich bemerken, dass ich aus Rücksicht auf den Umfang dieser Abhandlung zahlreiche Quellen, deren ich mich bedient habe, unerwähnt lassen muss und manchen Gegenstand nur in allgemeinen Umrissen behandelt habe, da sonst das Ganze sich viel zu umfangreich gestalten würde.

Ich beginne mit der ältesten Formation der Karpaten-Flyschzone, d. i. mit der Kreideformation.

In erster Linie muss man die verschiedenen Ansichten in bezug auf die Inoceramen-Schichten hervorheben. Prof. ZUBER bezeichnet sie als untere Kreide, ja er führt selbst eine Differenzierung in untere und obere Inoceramen-Schichten durch.

Die unteren Inoceramen-Schichten bezeichnet er als identisch mit den Ropiankaschichten, welche Bezeichnung auf manchen geologischen Karten der östlichen Karpaten und in der einschlägigen Literatur noch sehr oft zu finden ist, heute jedoch selbst durch ihn verworfen wurde. Dank den paläontologischen Aufschlüssen des H. Prof. WISNIEWSKI in seinen diesbezüglichen Arbeiten: „Über das Alter der Inoceram-Schichten“, Krakau 1905 (Abhandlung der Akademie der Wissenschaften), weiters „Über die Fauna der Schiefer aus Spas“ 1906, wie auch auf Grund der Abhandlungen des Prof. SZAJNOCHA (Geolog. Atl. XIII u. XIV) erscheint heute die Ansicht vorherrschend, dass die Inoceramen-Schichten keinesfalls die untere Kreide bilden, vielmehr der mittleren und oberen Kreide angehören, und hat Dr. GRZYBOWSKI versucht, dieselben selbst als *eočan* zu bezeichnen. Es wurde weiter bewiesen, dass die sog. Wernsdorfer Schichten, welche bis Dobromil reichen, und das paläontologisch erwiesene Niveau der unteren Kreide als Fortsetzung der schlesischen Kreide bilden, unter den Inoceramen-Schichten diskordant liegen, demnach nicht als synchronisch, vielmehr älter als die Inoceramen-Schichten bezeichnet werden müssen.

Auf meiner Karte habe ich die Ropianka- und sog. unteren Inoceramen-Schichten mit der dunkelsten grünen Farbe bezeichnet, ohne mich in irgendwelcher Weise zugunsten der einen oder anderen Ansicht zu entscheiden. Auf der Karte bilden die Inoceramen-Schichten in Ostgalizien ganz schmale Streifen, welche nach Ansicht des Prof. ZUBER als Sattelgipfel in breiten Jamna-Sandsteinschichten (hellgrün) anzusehen sind. Nach Ansicht anderer, welche ihnen kein so hohes Alter zuschreiben, müssten sie anders verlaufen, da das Zeichnen der Querprofile auf grosse Schwierigkeiten stossen würde. Wie wir weiter sehen, treten die genannten Schichten in Zentralgalizien, westlich von Skole angefangen, gleichfalls in schmalen Schichten, welche jedoch bereits dichter vorkommen und schliesslich bei Dobromil bereits ganze Gebiete bilden, auf. Ob auch diese Schichten tatsächlich, abgesehen von ihrem Alter, auf diese Weise in den Karpaten vorkommen, und weshalb je weiter gegen Osten, dieselben allmählig verschwinden sollten, wenn wir dieselben als besonderen Kreidehorizont annehmen, bleibt für mich bis jetzt unaufgeklärt und beruht höchstens auf individuellen Ansichten einzelner Geologen, welche einen grundver-

schiedenen Standpunkt einnehmen, was ich übrigens bereits hervorgehoben habe.

Weiter westlich von Przemyśl treten, nach den Aufnahmen des H. Prof. SZAJNOCHA, die Inoceramen-Schichten als sporadische Inseln inmitten des Eocäns und Oligocäns auf, streichen in verschiedenen Richtungen und weisen mannigfaltige Formen auf.

Insoferne ich Gelegenheit hatte, Westgalizien in geologischer Beziehung kennen zu lernen, scheint es mir, dass die genannte Kreide dort in viel grösseren Mengen vorkommt, als dies aus den Karten des geologischen Atlases zu ersehen ist, und auch mit etwas grösserer Regelmässigkeit auftritt. Was die Karte von Przemyśl selbst anbelangt, so hat Prof. SZAJNOCHA, welcher sie in den Jahren 1897 u. 1898 aufgenommen hat, die Inoceramen-Schichten als eocän angesprochen; da er jedoch in den betreffenden Erläuterungen vom Vorkommen von Inoceramen-Versteinerungen unter den genannten Schichten spricht, da die von Prof. WIŚNIEWSKI aufgenommene Nachbarkarte überall dort analogisch Kreide einzeichnet, wo Dr. VÓJCIK, Assistent des Prof. SZAJNOCHA, welcher die Gegend von Przemyśl untersuchte, gleichfalls Kreide vorgefunden hat, und auch ich schliesslich, anlässlich einiger, nördlich von Bircza durch einige Monate geführten Bergarbeiten, das überwiegende Vorkommen von Kreide konstatieren konnte, habe ich im Einvernehmen mit Prof. SZAJNOCHA diejenige Partie, welche er ursprünglich in der Gegend von Przemyśl als unbezeichnetes Eocän ansprach, auf meiner Karte als Kreide bezeichnet, umso mehr als die neuesten oben angeführten Abhandlungen des Prof. WIŚNIEWSKI die Inoceramen-Schichten in paläontologischer Beziehung zur Kreideformation einreihen.

Weiters sehen wir in den östlichen Karpaten breite Jamna-Sandstreifen als obere Kreide bezeichnet, welche wieder umgekehrt in der Richtung gegen Westen in der Gegend von Ustrzyki, ja selbst von Sary-Sambor gänzlich verschwinden, um Inoceramen-Schichten Platz zu machen. Wenn nun sowohl die letzteren wie auch die ersteren der oberen Kreide angehören sollen, so bleibt für mich das tektonische Eingreifen der Inoceramen-Schichten bis in den Jamna-Sandstein Ostgaliziens in Form schmaler und langer Streifen unaufgeklärt, denn das liesse sich nur durch verschiedenes Alter und Faltung begrün-

den. Zwischen den einen und den anderen Schichten treten Streifen des sog. plattigen Sandsteines auf, welche Prof. ZUBER als obere Inoceramen-Schichten bezeichnet.

Was die eocäne Formation anbelangt, so haben die letzten Studien und Werke keinerlei Neuerungen in dieser Beziehung zu verzeichnen, und werden zu dieser Formation bunte Tonschiefer und Hieroglyphen-Sandsteine eingereiht. Insofern die genannte Formation in meine Karte eingezeichnet wurde, ist noch nachstehende Erläuterung erforderlich. Wie wir sehen, tritt die genannte Formation in Ostgalizien nur in drei schmalen Streifen auf, welche mitten in der Kreide mit einigen Änderungen bis Lisko und Sanok reichen. Hingegen bezeichnete Prof. SZAJNOCHA, welcher die betreffende Karte vor etwa zwanzig Jahren aufgenommen hat, somit zu einer Zeit, wo die Geologie der galizischen Karpaten sich noch in ihren Anfängen befand, und wie bereits erwähnt, gänzlich verschiedene Ansichten vorherrschten, ganz Westgalizien von Lisko und Sanok angefangen, als eocän.

In den im J. 1901 herausgegebenen Erläuterungen zu dieser Karte erklärt er jedoch selbst obige Bezeichnung als provisorisch. Da nun die Aufnahmen der Gegend von Brzozów, Lisko und Sanok, welche als Eocän bezeichnet wurden, mit den Aufnahmen der Nachbarterrains in den Arbeiten des Dr. GRZYBOWSKI und WISNIEWSKI nach dem heutigen Stande der Dinge nicht übereinstimmen würden, und da auch ich häufig Gelegenheit fand, die Gegend von Brzozów, Lisko, Sanok, Ustrzyki und Dobromil zwar nicht eingehend und auch nicht zwecks geologischer Aufnahmen, immerhin jedoch ziemlich genau zu untersuchen, habe ich mich veranlasst gesehen, um obigen Gegensätzen aus dem Wege zu gehen, nachstehende Änderungen vorzunehmen.

Das Eocän kommt dort zwar ziemlich oft vor, es nimmt jedoch keineswegs ganze Strecken ein, vielmehr tritt es auf zahlreichen, schmalen Streifen welche die Sattelpfannen bilden, als bunter, meistens roter Ton auf. Indem ich nun obige Umstände berücksichtigte und das Übereinstimmen dieses Terrains mit den in letzter Zeit geologisch untersuchten und festgestellten angrenzenden Gebieten im Auge behielt, habe ich grösstenteils das weit sich erstreckende Eocän, welches Prof. SZAJNOCHA provisorisch ausschied, beseitigt, um auf Grund der Nachbarkarten

und eigener Beobachtungen an seine Stelle die oligocäne Formation, welche dort tatsächlich in Form von Magora, Ciezko-wicer und krummschaligen Sandsteinen überwiegt, einzuzichnen. Die eocäne Formation habe ich nur dort belassen, wo ich sie teils selbst beobachtet habe, teils über ihr Auftreten informiert wurde, wie z. B. in der Gegend von Brzozów, Stara-Wiés, Konskie-Witrylów, Hoszów etc. Ich bin mir dessen vollauf bewusst, dass eine derartige Erledigung wieder einen nur annähernden Wert besitzt, und die eocäne Formation, resp. roter Ton, in diesem Teile der Karpaten-Vorberge in bedeutend grösserer Menge vorkommt, als ich dies in der Karte eingezeichnet habe. Ohne jedoch das ganze Gebiet einer eingehenden Untersuchung unterzogen zu haben, zog ich es vor, dieselben stellenweise auszulassen, da sie an und für sich bereits derart ins Auge fallen, dass selbst ein Laie imstande wäre, im Notfalle sie sich einzuzichnen. Was das noch weiter gegen Osten vorgeschobene, die Gegenden von Krosno, Jaslo und Gorlice umfassende Gebiet anbetrifft, habe ich dasselbe aus Mangel eines anderen Materials als die alten Aufnahmen von Prof. SZAJNOCHA, wie auch aus Mangel einer Gelegenheit, dieselben näher kennen zu lernen, unverändert, sowie ich es auf den betreffenden Karten vorgefunden habe, belassen, trotzdem dieselben voraussichtlich eine andere Form besitzen, wenn wir die oben angeführten Momente berücksichtigen, woran übrigens selbst Prof. SZAJNOCHA heute nicht mehr zweifelt.

Zur oligocänen Formation übergehend muss ich bemerken, dass manche Geologen unter den Meniliten einige Horizonte unterscheiden wollen, so z. B. Dr. GRZYBOWSKI im Text zu den Karten der Gegend von Tyczyn, Dynów und Zegocie, trotzdem hat er diesen Unterschied auf den Karten selbst nicht ersichtlich gemacht. Desgleichen soll, wie ich erfahren, der bekannte Sammler von oligocänen Petrefakten und insbesondere der Fischfauna Herr BOSNIACKI in seinem Besitz Muster haben, die zwei oder mehr Menilithorizonte auseinanderhalten, doch ist diesbezüglich keine Arbeit erschienen. Sodann unterscheiden in neueren Aufnahmen Prof. WISNIOWSKI und Dr. GRZYBOWSKI die sogenannten krummschaligen Sandsteine, die den Meniliten übergelagert sind, und zwar von Prezemyśl und Dobromil beginnend, im ganzen westlichen Teil der Subkarpaten. In ganz Zentral- und Ostgalizien dagegen finden wir diese Sandsteine nicht be-

stimmt, wenigstens bezeichnen Prof. ZUBER und DUNIKOWSKI die über den Meniliten liegenden Sandsteine zusammen mit den Schiefen, trotzdem sie mitunter sehr mächtige und weit reichende Komplexe bilden, wie ich dies z. B. im Bezirk von Turka zu beobachten Gelegenheit hatte. Ohne genaue Untersuchungen über diesen Gegenstand gepflogen zu haben, kann ich nicht aussagen, ob die das Menilit überlagernden Sandsteine in krummschaliger Form auftreten oder eine von letzterer verschiedene Facies als Äquivalent bilden; jedenfalls ist ihr Auftreten so stark entwickelt, dass man sie in künftigen Aufnahmen wird berücksichtigen müssen; denn sie können mit Hinsicht auf die Ausbreitung des Rohölbergbaues eine hervorragende Rolle spielen. Ferner ist zu bemerken, dass der Magóra-Sandstein, der seinem Alter nach mit dem Cieszkowicer-Sandstein synchronisch ist, im östlichen Teil der Karpaten überwiegt, und Prof. ZUBER bezeichnet ihn auf seinen Karten als den Meniliten unterlagernd, Cieszkowicer dagegen als überlagernd.

Und jetzt noch einige Worte über die sogenannten Dobrotów-Sandsteine. Prof. ZUBER reiht sie in allen seinen Arbeiten unter das obere Oligocän, unmittelbar unter die Salztonen. Dr. GRZYBOWSKI dagegen in seiner letzten Arbeit über Boryslaw reiht dieselben in das untere Oligocän und behauptet, dass nicht allein Rohöl, sondern auch das Erdwachs, das in den gleichen Sandsteinen lagert, in dieselbe Formation zu setzen sind. Das über den Dobrotów-Sandsteinen liegende Miocän aber bedeckt sie nach Dr. GRZYBOWSKI in einer nur sehr dünnen Schicht. Er stützt diese seine Behauptung auf die Anwesenheit von Foraminiferen, die er inmitten dieser Schichten in einer Art Konglomeraten gefunden hat, welche sogar das untere oligocäne Zeitalter charakterisieren.

Seiner oben angedeuteten Anschauung gemäss macht Dr. GRZYBOWSKI in den Profilen der Boryslawer Schichten den Dobrotów-Sandstein ersichtlich, der mit den Salztonen diskordant liegt.

Hinsichtlich der Salztonen miocänen Formation soll der Vollständigkeit wegen auf die klassische Monographie von Bochnia und Wieliczka von Prof. NIEDZWIEDZKI hingewiesen werden, wie auch auf die neuesten Arbeiten Dr. FRIEDBERG's. Da jedoch diese Gegenden ausserhalb der Sphäre ölführender Schichten liegen, begnüge ich mich, aus Rücksicht auf den kleinen Umfang vorliegender Arbeit, nur mit einem Hinweis darauf.

Das Miozän ist noch nicht genügend bearbeitet und aufgeklärt, was jedoch wahrscheinlich schon in den allernächsten Jahren geschehen wird. Im Bereiche dieser Formation, und dies speziell in der vom Rohölbergbau umfassten Zone, tritt — ausser dem Salz — ziemlich reichlich verstreut Gips, Schwefel, in Truskawiec sogar Galmei auf. In Grudna bei Tarnów, in Myszyna und Dzurów Braunkohle, und zwar in einer Menge, die in den genannten Ortschaften exploitiert wird. An dieser Stelle soll noch des Werkes von Prof. SZAJNOCHA: „Plody hopalne Galicyi“ gedacht werden, in welchem dieser Gegenstand gründlich bearbeitet ist.

In diesem Stadium befindet sich gegenwärtig die Geologie der galizischen Karpaten. Obwohl man ziemlich gewichtige Divergenz der Ansichten und Lücken hinsichtlich der einzelnen Formationen und ihres gegenseitigen Verhältnisses antrifft, obwohl man aus den einzelnen Karten nicht selten eine irrige Anschauung schöpfen könnte, so hat man doch, die Gesamtheit des Gegenstandes und oben kurz berührte Zweifel im Auge behaltend, noch einen ziemlich klaren Begriff über diesen Gegenstand. Selbstverständlich ist jedoch, dass dort, wo ein genaues Bild der betreffenden Ortschaft für praktische Zwecke nötig ist, wie z. B. im vorliegenden Fall des Rohölbergbaues, man sich auf das bisherige Material nicht blind stützen darf, denn sein Wert ist heute noch sozusagen ein bloss informativer. Deshalb muss in jedem konkreten Fall die bezügliche Forschung nochmals und gründlich durchgeführt werden.

Und nun gehen wir auf den zweiten Teil unserer Aufgabe über, d. h. auf die Tektonik der Karpaten, die meiner Ansicht nach auf das Rohölaufreten vielleicht den grössten Einfluss geübt hat. In der Bearbeitung der einzelnen Karten des Atlases hat die Tektonik im allgemeinen nicht immer jene Berücksichtigung erfahren, die sie wegen der Bedeutung dieses Gegenstandes finden sollte. Erst in den letzten Zeiten haben dieselbe Prof. ZUBER und Dr. GRZYBOWSKI in ihren Arbeiten hinsichtlich von Schodnica und Boryslaw berücksichtigt, doch nur lokal, weshalb Schlüsse und Regeln auf das Rohölaufreten im allgemeinen nicht gezogen werden können. Von den zahlreichen, diesen Gegenstand behandelnden Werken müssen ausserdem HOEFER's zweite Auflage „Erdöl“ und zwei Aufsätze des Oberbergrates Holobek

hervorgehoben werden, welche letztere leider im Staube ministerieller Berichte in Vergessenheit zu geraten drohen.

Zur Aufklärung dieser Frage sollte die Art und Weise des Ursprunges und der Bildung von Erdöl und Erdwachs erkannt werden. In dieser Materie haben viel Herren, ZUBER, SZAJNOCHA, ZALOZIECKI, HÖFER, ENGLER gearbeitet und geschrieben, und schliesslich weise ich auf den kürzlich im „Moniteur du Pétrole Roumain“ gedruckten Aufsatz von Prof. MRAZEC und ENGLER's im „Petroleum“ gegenwärtig erscheinenden hin. Diese zwei neuesten Arbeiten erwähne ich speziell deshalb, da dieselben auch die allerneuesten Ansichten über Bildung und Auftreten des Rohöls notieren.

Ist von der Tektonik der Karpaten die Rede, so muss neben der alten Theorie der Schrumpfung und Faltung der Erdkrinde auch die jüngste Theorie der Überschiebungen (charriage), sowie der Hebungen und Senkungen der Oberfläche berücksichtigt werden. Vor allem will ich hier die, vielleicht etwas phantastische Arbeit von M. LIMANOWSKI: „Sur la genèse de klippe des Carpathes“, Paris 1906, anführen. Um sich mit dieser Theorie näher bekannt zu machen, muss man die im „Bulletin des services de la carte géologique de la France“ aufgenommenen Arbeiten von LUGEON, BERTRAND, TERMIER und anderer studieren. In der polnischen Fachliteratur finden wir eine ausführlichere Notiz, diesen Gegenstand, betreffend in der von Prof. MOROZEWICZ herausgegebenen „Geologie“ im Kapitel über die Entstehung der Gebirge. Zuletzt sollen die Zeichnungen der Erdwachslager erwähnt werden, die für das 23. Heft des Atlas der Monographie Boryslaws von Ing. MIACZYŃSKI ausgefertigt wurden, und die das Auftreten des Erdwachses treu und wahrheitsgemäss vorführen. Raum- und Zeitmangels wegen kann ich mich nicht in die Besprechung aller Theorien und Arbeiten, die in den oben genannten und ungenannten Werken aufgenommen wurden, einlassen, will dagegen meine eigenen Ansichten aussprechen, zu denen ich teils auf Grundlage der angeführten Literatur, teils durch eigene Beobachtungen gekommen bin. Prof. ZUBER und Prof. HÖFER sind der Ansicht, dass in Galizien das Rohöl auf primären und sekundären Lagern auftritt. Prof. MRAZEC hält in seiner letzten Arbeit, die rumänischen Ölfelder betreffend, die Salzformation als unmittelbar primäres Rohöllager. Prof. SZAJNOCHA neigt der Ansicht zu, dass die bituminösen,

bezw. Menilitschiefer es sind, aus denen das Rohöl entstanden ist. Was die Art und Weise seines Entstehens anbetrifft, herrscht heutzutage die organische Theorie vor. Die allgemeinste Ansicht vertritt in dieser Hinsicht ΡΟΤΟΧΙÉ, der das sog. Sapropel d. i. den organischen Detritus der Flora und Fauna, mit Seeschlamm bedeckt, als Urstoffe der Bitumina ansieht.

Heutzutage unterliegt es schon keinem Zweifel, dass das Erdwachs — trotz der widersprechenden Behauptungen mancher Verfasser, die sogar einen hervorragenden Platz unter den Gelehrten einnehmen — ausschliesslich und allein in Sprüngen vorkommt, deren Verteilung die oben zitierten Zeichnungen des Ing. MIACZYNSKI darstellen. In diese Sprünge konnte das Erdwachs entweder aus den unmittelbar angrenzenden Gesteinsschichten in ursprünglich flüssigem Zustand gelangen und sodann dort in den Zustand überführt werden, wie wir es heute finden, oder anders aus weiter, tiefer liegenden, uns unbekanntem Zonen gekommen, resp. hineingedrückt sein. Die erste Eventualität ist ausgeschlossen, denn in solchem Falle müssten alle, die Gesteinslager umfassenden Gesteinspartien mit Bitumen durchtränkt sein, was indessen nicht zutrifft. Denn es finden sich häufig grosse Partien weichen, porösen Sandsteins, der eben für eine derartige Imprägnierung entsprechend wäre, und doch weisen diese Partien, trotzdem sie mit dem Erdwachs in unmittelbarem Kontakt sind, keine oder wenigstens sehr unmerkliche Spuren des Erdwachses auf, wogegen nicht selten riesige Mengen plastischen Tons ganz damit durchwachsen sind und ein reichliches Material für die Gewinnung, den sog. Lep bilden. Solche wachsreichen Sprünge lassen sich auf längere Strecken hin beobachten. Die einen ziehen sich in der Streichungsrichtung der Schichten, die anderen liegen quer zu den ersteren. Einfall und Neigung dieser Sprünge sind verschieden. Alle Ozokeritlager, die ich mehrere Jahre lang fast in ganz Boryslaw zu beobachten Gelegenheit hatte, ferner beim Graben eines Probeschachtes in Tustanowice und in Starunia machten auf mich den Eindruck einer gewaltigen Breccie, wo Sandsteine, Tone und Schiefer untereinander geworfen und verschoben waren, und die grösste Systemmässigkeit unter ihnen wiesen nur die Spalten selbst auf. In den oben aufgeführten Arbeiten ist dieser Gegenstand mit allen Einzelheiten besprochen, ich will ihn deshalb übergehen.

Der Erste, der das Vorkommen des Erdwaxes in Bruchspalten wahrgenommen hat, war Prof. SYROCYŃSKI, der seinen diesbezüglichen Ansichten in der Zeitschrift „Górnik“ im Jahre 1881 Ausdruck gegeben hat.

Die grössten Spalten aber verlaufen in der Streichungsrichtung der Schichten d. i. ca. 8 k von Nordwest nach Südost und damit zugleich parallel zu dem Gebirgszug. Ein Beweis dafür, dass sie von derselben Kraft hervorgebracht worden sind, welche die Faltungen gebildet hat, und dass sie gleichzeitig mit den Gebirgen entstanden sind. Quer zu ihnen läuft ein ganzes System anderer, kleinerer.

Trotz der heutzutage keinem Zweifel mehr unterliegenden Tatsache, dass wir es in Boryslaw weder mit einem Sattel, noch mit einer Verwerfung zu tun haben, sondern mit einem ganzen Komplex zusammengepresster, eingedrückter Schichten, kurz gesagt, mit einer grossen Senkung, die eingedrückt und gebrochen wurde, nicht aber in einen Sattel oder eine Mulde verbogen, muss ein zweiter Umstand hervorgehoben werden, von welchem frühere Verfasser wahrscheinlich nicht wussten oder ihn übergingen, und welcher Umstand allein in der Zeichnung auf Seite 37 des Muck'schen Werkes „Erdwachs“ Beachtung fand. Die besagte Zeichnung stellt den Ort des Ganges der Erdwachsgrube „Victoria“ vor; doch erklärt Muck dieses Profil etwas unrichtig.

Vor Jahren hatte ich Gelegenheit, mit Herrn Ing. WERBER gemeinsam die heute nicht mehr existierende Gottesmann'sche Ozokeritgrube zu untersuchen und zu messen. Wir haben dort eine weit ausgebeutete, fast horizontal liegende Kammer von einigen Hundert Quadratmetern angetroffen, deren Liegendes und Hängendes so stark war, dass den ganzen Bau schwache, spärlich aufgestellte Holzspreizen zu tragen vermochten. Ihre Höhe war ca. 15 m und die ausfüllende Masse bestand eben aus zermalnten Sandsteinen, Tonen und Schiefertönen, war ganz mit Erdwachs imprägniert, das stellenweise alle Horizontaladern durchzog. Das oben erwähnte Profil zeigt ebenfalls Schichten reinen Erdwaxes, die konkordant zwischen dem Sandstein und den Tonen liegen, und dieses Auftreten liess sich in Boryslaw überhaupt auf einer beträchtlichen Strecke in südöstlicher Richtung von den bezeichneten Gruben der „Boryslaw“ A.-G. beobachten.

In Unkenntnis des Ganzen könnte jemand auf Grundlage dieser Beobachtungen meinen, dass das Erdwachs tatsächlich konkordant mit den es umgebenden Schichten auf primärem Lager vorkommt. Wenn wir jedoch berücksichtigen, dass diese grosse, mit Erdwachs imprägnierte und vermischte Masse selber auftrat zwischen harten Platten zermalmt, die an ihrer Oberfläche wie poliert aussahen und Risse hatten, gelangen wir zum unwiderlegbaren Schluss, dass hier eine Verschiebung auf relativ grosser Strecke fast horizontal stattgefunden hat. Was das Profil der Grube „Victoria“ betrifft, finden wir da denselben südwestlichen Einfall, der sich nördlich von dieser Grube immer steiler aufrichtete, und wurden die Ozokeritschichten bei dieser ganzen Bewegung zwischen die Schichten des sich verschiebenden Gesteins eingepresst und mussten, an ein Hindernis stossend, eine Reaktion erfahren.

Wir sehen also, dass diese horizontalen oder fast horizontalen Lager von Erdwachs und Gebirgsklein ebenfalls Ausfüllungen von Sprüngen sind, welche bei Verschiebung der Lager konkordant zur Schichtung entstanden sind.

Es wäre jetzt am Platze, die Ursache aufzuklären zu trachten, warum diese Schichten auf diese und nicht andere Weise gespalten sind, ob diese Sprünge das vorstellen, was wir in der Geologie als Verwerfung zu bezeichnen gewohnt sind, und worin ihre unmittelbare Ursache liegt. Die Erklärung dieser Erscheinung finden wir in der Tektonik der Karpaten. Hinsichtlich der letzteren Frage herrscht, bezw. herrschte bisher die Ansicht, dass die Ursache der Entstehung der Karpaten die Schrumpfung und Spaltung der Erdkruste war, sodann Faltung, Ausbuchtung der Antiklinalen, zuletzt ihre Neigung gegen Nord und Überkipfung, deshalb der allgemeine südliche Schichteneinfall. Die Erosion soll den Rest bewirkt und den Karpaten bezw. den Subkarpaten die heutige Form verliehen haben. Manche Gelehrte fügen hinzu, dass hier Kräfte walteten, unter deren Wirkung der Karpatenzug von Süd gegen Nord ausgebogen wurde. Alle diese Fragen berühre ich nur, denn die eingehendere Besprechung aller Gründe für und wider möchte uns zu weit führen. Bei der Faltung sollen grössere und kleinere Verwerfungen entstanden sein.

Wenn wir also diese generelle Ausbiegung des ganzen Karpatenzuges wie der einzelnen Gebirgsketten in Rücksicht neh-

men, haben wir darin einen weiteren Beweis, dass neben den ausbauchenden Kräften — sollten sie auch zufolge der Schrumpfung der Erdrinde entstanden sein — hier, wer weiss, ob nicht ausschliesslich, horizontal verschiebende Kräfte im Spiele waren.

Auf diesen ausschliesslichen Standpunkt stellte sich LIMANOWSKI in seiner, heutzutage vielleicht noch zu phantastischen Arbeit, die ich bereits erwähnt habe. Dieser Verfasser will, dass die Karpaten bis von den dinarischen Alpen her auf die ursprünglichen Schichten sich aufgeschoben hätten; die letztgenannten Schichten seien das Miocän. Auf solche Weise wären die Karpaten schon nach dem Sichansetzen der miocänen Formation entstanden. Dies erscheint uns geradezu unwahrscheinlich zu sein, wenn wir an diese Erscheinung den uns zugänglichen Masstab anlegen. Denken wir uns jedoch, zwecks Versinnlichung den Erddurchmesser bis auf, sagen wir, 2 Meter reduziert, so werden wir bemerken, dass in dieser Skala die höchsten Gipfel des Himalaja (ca 8.000 m.) sich als feine Sandkörnchen von etwas über einen halben Millimeter Durchmesser präsentieren. Ein Kilometer in der Natur würde auf der so reduzierten Skala kaum 0.08 mm Länge betragen. Und jetzt erlaube ich mir, die Frage aufzuwerfen, ob wir einen sehr grossen Unterschied bemerken würden, wenn eine Zeile entsprechend feiner Körner auf einer 2 m. Kugel um 48 mm sich verschieben würde, was den 600 km in der Natur gleichsteht? Ich glaube, dass weder die Form der Kugel darunter leiden, noch auch die Sache uns so unwahrscheinlich erscheinen würde. Einen verhältnismässig ähnlichen Weg hätten auch die Karpaten nach Ansicht LIMANOWSKI'S zurückgelegt. Ich will jedoch nicht behaupten, denn dies wäre vorzeitig, dass die Sache sich wirklich so verhält, kann aber andererseits auch nicht nein sagen. Nehmen wir vorderhand an, dass die Wahrheit in der Mitte liegt, d. h. dass insoferne bei der Bildung des Karpatengebirges die Faltung eine Rolle spielte, die Falten sich — wie es mir ganz natürlich erscheint — nicht senkrecht immer höher erheben konnten, um dann auf einmal unter Einfluss einer unbekanntes Kraft nach einer Richtung, gegen Norden, umzustürzen. Sie konnten sich senkrecht nur soweit erheben, als der Böschungswinkel der Schichten wachsen kann, über welche Grenze hinaus einzelne Teile abfallen würden, doch unregelmässig und nach verschiedenen Seiten hin, nicht aber so, wie es im allgemeinen in den

Karpaten Platz greift, mit südlichem Einfall. Übrigens finden wir bei Betrachtung aller Berge und Erhebungen nirgends, dass ihre Höhe grösser als die Basis wäre, was die natürliche notwendige Bedingung sein müsste, wenn wir derartige überkippte Faltungen überall in den Karpaten erblicken wollen. Inwieferne also dieses Moment allein in dem gebirgsbildenden Prozess die Rolle spielen sollte, müsste dieses andere Resultate liefern, als jene, die wir tatsächlich antreffen. Es muss also, wie wir sehen, eine andere Ursache gesucht werden, die — wenn nicht ausschliesslich — so mit der erstgenannten gleichmässig den Bildungsprozess verursachen würde. Ich bin der Ansicht, dass es eben Kräfte waren, die in horizontaler Richtung wirkten und ausser Faltung, Umbiegung der Karpaten natürlicherweise Brüche und hierauf Überschiebungen der einen Schichten über andere bevorrufen mussten. Auf solche Weise entstanden ganze Züge der Karpatischen Gebirge, unter Bildung kleiner Verwerfungen und vor allem Überschiebungen, ausser Satteln und Mulden. Besonders die Überschiebungen bleiben bisher, wenigstens bei der Tektonik der Karpaten, vollständig unbeachtet, und bloss in einem Falle hat Dr. GRZYBOWSKI eine derartige Überschiebung in Boryslaw beschrieben. Ich denke, dass es ihrer in den Karpaten sehr viele sein müssen, und dass in manchen Fällen dort, wo eine Verwerfung oder irgend eine andere Dislokation der Schichten ausgenommen wurde, man es eben mit solcher Überschiebung zu tun hat. Wie ich weiss, hat z. B. eine derartige Überschiebung Dr. WISNIOWSKI konstatiert an der Stelle, wo bei Dobromil das Miocän sich aus der Kreideformation hervorhebt und beiderseitig abfällt. Einen anderen derartigen Fall erwähnt Prof. SIEMIRADZKI in Kosmács, wo gleichfalls die Salzformation aus der älteren hervortritt und einen regelrechten Sattel bildet. Ich will schon den Dr. LIMANOWSKI nicht zitieren, der diese Erscheinung mit Hinsicht auf die Karpaten zu generalisieren versucht. In Ergänzung der Beobachtungen GRZYBOWSKI's bezüglich Boryslaws und Mraznicu habe ich zu bemerken, dass im Jahre 1902, schon im Bereiche von Mraznica demnach einige Kilometer von Boryslaw entfernt, die Akt.-Ges. für Naphthaindustrie anlässlich der Bohrung eines Schachtes, in mehr als 900 m. Tiefe, unter der Kreideformation ausgesprochene bunte cocäne Tone angebohrt und ein stark benzinhaltiges, leichtes Rohöl erhalten hat. Einige Hundert Meter nördlich

von diesem Schachte, gleichfalls in Mraźnica, bekam zur selben Zeit Grube „Temida“ in 300—400 m. Tiefe, also noch in der Kreideformation, ein durchaus verschiedenes, dickflüssiges, paraffinhaltiges Rohöl.

Ich wieder, der zu dieser Zeit noch südlicher von dem Schachte der Akt.-Ges. für Naphthaindustrie bohrte, habe in 475 m. Tiefe, unter der Kreide, eine jedenfalls jüngere Formation angetroffen, als die Kreide; wer weiss, ob das nicht dieselben Schichten waren, die in Boryslaw in der Tiefe vorkommen. Leider konnte ich nähere Untersuchungen in dieser Hinsicht nicht ausführen. Bei Annahme einer nur gewöhnlichen Faltung müssten wir den seitens Dr. GRZYBOWSKI in Mraźnica bestimmten Teil des Eocäns als Mulde ansprechen, wogegen dort eine eminent antiklinale Neigung zu konstatieren ist. Daraus folgt klar der Schluss, dass vom Grunde der älteren Kreideformation sich das jüngere Paläogen hervorhebt, oder dass die von Dr. GRZYBOWSKI angenommene Überschiebung unbedingt existiert und von Boryslaw her bis über Mraźnica hinausreicht, und man kann nicht wissen, ob auch Schodnica nicht überschoben ist, resp. nicht analoge Verhältnisse wie Mraźnica bietet. Diesbezüglich kann bloss eine Vermutung ausgesprochen werden, mangels festgestellter Forschungen. Der Genauigkeit halber darf ich jedoch nicht verschweigen, dass Prof. ZUBER anlässlich der Bearbeitung Schodnica's dort eine ganze Reihe grösserer und kleinerer Verwerfungen verzeichnet hat.

Gehen wir nun allgemein auf Rohöllager über, so bietet sich mir folgender Sachbestand dar. In den Karpaten haben wir einen grossen Sprung und eine grosse Senkung auf ungarischer Seite, durch welche sich die jüngeren Eruptivgesteine ergossen haben, und längs deren naturgemäss bei dem Einfallen zahlreiche und tiefe Verwerfungen entstehen mussten. Von Norden her ist längs der Zone der Salzformation ein zweiter, ganz gleicher Bruch, in welchen das gefaltete Miocän eingefallen ist, einerseits an das podolische Plateau angelehnt, andererseits an den Karpatenzug. Hinsichtlich des Plateaus ist zu bemerken, dass Dr. TRISSEYRE seine Tektonik und seinen Einfluss auf die Formierung Podoliens im 8. Hefte des geologischen Atlases beschrieben hat. Die gefalteten Karpatengebilde stellen also, so scheint es mir, einen ganzen Komplex deformierter Ketten dar, in deren Mitte die bedeutenden Verwerfungen eine geringere

Rolle spielen dürften, und zwar deshalb, weil die gepressten Schichten keinen Raum hatten, in die Tiefe zu versinken, dagegen unter Einwirkung der horizontalen Kraft sich faltend schuppenartig einander überschoben und diese, vorderhand bloss in wenigen Orten konstatierte Erscheinung verursachten, dass ältere Lager über jüngere aufgeschoben wurden. Das Ganze würde sich auf diese Weise, in riesigen Dimensionen zwar und nicht bis zu dem Grade wie das Miocän, jedoch bedeutend gesprungen und unter Einwirkung der schiebenden Kräfte eine südliche Neigung aufweisend, präsentieren.

Würden wir nun, der Ansicht von Prof. MRAZEC folgend, die salifere Formation als das primäre Rohöllager annehmen, so müsste in Berücksichtigung der obigen Erscheinung das Rohöl überall auf sekundärer Lagerstätte (ausgenommen selbstverständlich das Miocän) zu treffen sein, durch die zusammengepressten und einander übergeschobenen Lager ausgedrückt und in den Spalten und Klüften befindlich. Die primäre Lagerstätte wäre dort zu suchen, wo die salzführende Formation unbedeutend verändert liegt.

Nehmen wir dagegen an, dass das Öl sich in mehreren Formationen gebildet hat, dann wäre sowieso angesichts der obigen Umstände seine primäre Lagerstätte schwer aufzufinden, und in diesem Falle möchten wir es, ausser den Antiklinalen, auch dort erhalten, wo es bei der Überschiebung ausgedrückt wurde, und wo die Spalten am zahlreichsten sind. Es würde sich hier derselbe Vorgang abgespielt haben, wie er beim Erdwachs direkt beobachtet und festgestellt worden ist. Die Folge davon wäre, dass nicht unbedingt die Antiklinalen, besonders auf sekundären Lagerstätten, die unumgängliche und einzige Bedingung für das Rohölauftreten bzw. Anlegen von Gruben wäre. Eine solche Tatsache lässt sich z. B. in Boryslaw wahrnehmen, wo von irgend einem regelrechten Sattel keine Rede sein kann, wo die Falten, insofern sie vorhanden sind, nur vereinzelt beobachtet wurden, und das auf keine weite Strecke, wo dagegen ein ganzes Spaltensystem die einzige und eminente Rolle spielt. Ich glaube, dass man solcher Typen von Gruben, wie es Boryslaw und Tustanowice sind, längs des ganzen Karpatenzuges noch mehr finden kann, dabei muss jedoch den Überschiebungen eine grosse Aufmerksamkeit gewidmet werden, und zwar in welcher Art und auf welche Strecken sie sich hinziehen und

wo die Rohölspalten genügend vor Wassereinbruch geschützt sein könnten. Eine solche, von einer anderen Formation überschobene Zone wäre gewissermassen ein Äquivalent des Sattels, und die Spalten, wer weiss, ob auch nicht grössere unterirdische Kammern nach Art der in Gottesmann's Erdwachsgrube von mir beobachteten, wären jene von der Natur den Karpaten geschenkten Sammelstellen für die Ölreichtümer. In dieser Hinsicht, d. h. bezüglich der in solchen Überschiebungen entstandenen Gruben kann ich mit meinem hochverehrten Lehrer H. Hofrat Prof. HOEFER, der Behälter dieser Art nicht anerkennt, nicht einig sein, denn die Praxis hat uns ihre Wahrscheinlichkeit und Möglichkeit erwiesen. Zum Beweise dienen jene Schächte in Boryslaw und Tustanowlee, die bei etliche Meter mächtigen durchbohrten Schichten etliche Tausend Meterzentner Öl ergeben.

Nehmen wir zur Illustration die Grube „Kladyusz“ mit ca. 14.000 Waggons Produktion und 15 m. mächtiger Schichte der durchbohrten ölführenden Lager. Ein Reservoir von dieser Kapazität und Höhe (15 m.) hätte zur Basis 1 ha. Stellen wir uns vor, das Rohöl komme, sei es im Sandstein imprägniert, sei es in Spalten, mit Ausschluss grösserer Behälter vor, so bekommen wir, die Imprägnierungsfähigkeit des Sandsteins mit 10 Prz. (im allgemeinen 6–8 Prz.) angesetzt, eine Fläche von 10 ha. Darin sind gar nicht die kolossalen Gasmengen berücksichtigt, sei es nur jene, die im Laufe der Bohrarbeit entwichen sind, und jene, die zum Auswerfen solcher riesiger Ölmengen mit ungeheurer Vehemenz nötig waren. Die zum letzteren Zweck notwendige Gasmenge liesse sich übrigens ziemlich genau berechnen, wenn man z. B. im Falle des „Kladyusz“ 1.400.000 MZ. als die aus über 900 m. mit, sagen wir, nur 1 m. Geschwindigkeit in der Sekunde emporgehobene Rohölmenge nimmt. Hierzu ist die Kohäsion der Ölteilchen, ferner die riesige Reibung an den 6" Röhren anzurechnen. Da dies aber eher ins Gebiet der technischen Mechanik und Physik eingreifen würde, so lasse ich diese Berechnung aus und will nur hinzufügen, dass der von den Gasen eingenommene Raum jedenfalls mehr als anderthalbmal so gross herauskäme.

Bei Annahme also sei es der Imprägnierung des Sandsteines mit Rohöl oder eines Systems kleiner Spalten, kommen wir auf

die Unmöglichkeit der Unterbringung solcher Öl- und Gas-  
mengen darin, wie sie die einzelnen Schächte auswerfen.

Ein weiterer Beweis für das Bestehen grosser, unterirdischer  
Spalten und Reservoirs liegt in der ungleichmässigen Produk-  
tion der einzelnen Schächte.

Dass solche flachen, sozusagen Kammern, mit zermalmtem oder  
vielmehr mit Rohöl und Gasen angemachtem Gebirgsklein ge-  
füllt, ähnlich wie in der Gottesmann'schen Grube, existieren,  
beweist schliesslich der Umstand, dass oft nach Durchschlagen  
der härtern Lager man eine längere gewisse Zeit hindurch  
in den Schacht eine Art ölführenden Schwimmsandes bekommt,  
der nicht selten mehrere Monate lang in die Röhren eindringt.  
Das ist nichts anderes, als aus der Rohölspalte herausgesto-  
ssenes zermalmt Gebirgsklein. Dass derartige Kammern auch  
fast horizontal liegen können, sehen wir daraus, dass die  
benachbarten Schächte, wenn sie die gleiche betreffende Tiefe  
erreichen, sie ebenfalls bekommen. Von der Existenz und Ent-  
stehung derartiger horizontaler Spalten habe ich schon früher  
gesprochen.

Die Schichtenüberschiebung geht selbstverständlich nicht voll-  
kommen regelmässig vor sich, sondern erfährt mannigfaltige  
Unterbrechungen, Brüche, was wieder durch querliegende Spal-  
ten gekennzeichnet ist, auch in den überschobenen Schich-  
ten. Eines der Merkmale, die diese Erscheinung charakteri-  
sieren, ist die oft beobachtete Änderung der Streichungsrich-  
tung der Schichten, welche Erscheinung auf das Rohölvorkom-  
men selbstverständlich nicht ohne Einfluss bleiben kann. Infol-  
gedessen können wir ein plötzliches Abbrechen der öltragenden  
Zone oder eine plötzliche Änderung ihrer Richtung antreffen.  
Diese Erscheinung tritt ebenfalls in Boryslaw zur Evidenz ein,  
und zwar an der Grenze von Popiele. Die allgemeine Strei-  
chung in Boryslaw und Popiele in der Gegend des Ratozyn-  
Baches zeigt eine gewisse Neigung. An dieser Stelle mussten  
die Schichten einen viel grösseren Bruch erlitten haben, wurden  
geradezu auf der Südseite zerrissen, auf der Nordseite mussten  
sie entweder gewaltsam in die Höhe gehoben oder in die Tiefe  
eingedrückt worden sein, unter Bildung einer teilweisen Mulde  
oder eines zur Überschiebungsrichtung querliegenden Sattels.

Dass eine solche, und nur derartige Schichten-Deformation  
in ähnlichen Verhältnissen möglich ist, können wir uns durch

einen Versuch mit einem angerissenen Blatt Papier überzeugen, wenn wir es umzubiegen versuchen. So hat auch die Bohrung im Bache Rotoczyn ein gleiches Resultat gezeitigt. Die südseits gebohrten Schächte hatten mit einem sehr schwierigen Arbeitsfortschritt zu kämpfen, bald kam die geringe Produktion, bald verschwand sie wieder, als Folge der auseinandergerissenen Lager. Die nördlicher vorgeschobenen Schächte, so der Karpaten-A.-G., der Sparkasse und benachbarte hätten das Rohöl entweder beträchtlich stichter oder im Falle des Einpressens tiefer bekommen sollen, was auch tatsächlich eintrat, weil sie trotz der für damals verhältnismässig sehr tief ausgeführten Bohrungen ganz unproduktiv blieben. Es zeigt sich also, dass die Praxis meine Schlussfolgerungen vollauf bestätigt.

Im Glauben an die Unfehlbarkeit der Naphthalinien ging die Akt.-Ges. für Naphthaindustrie bedeutend weiter nach Westen in der Richtung ölliefernder Schächte und stellte erfolglos, einen durch Dr. GĄZYBOWSKI detailliert beschriebenen Schacht her, weil das System öltragender Spalten, weiter gegen Westen über die Bruchlinie hinausreicht, und wegen der geänderten Streichung beträchtlich gegen Norden liegen muss.e.

Ein zweites Moment, welches für die Überschiebungen der karpatischen Gebilde sprechen würde, ist der einseitige Bau der Gebirgszüge und zweitens ein gewisses System periodischer Sichwiederholung, wie es z. B. in den Ostkarpaten zu sehen ist. Mittels durch die breit entwickelte Kreide laufen da sehr schmale Streifen Oligocäns und Eocäns und dies wiederholt sich mehrmals. Diese Striche würden sich als Auspresslinge aus der Kreide präsentieren. Warum sollten also, wenn wir die Verwerfungen annehmen, dieselben allein auf den Linien sich bilden, und warum sollten auf diesen Verwerfungsspalten diese schmalen, einseitig gebauten Streifen von Paläogen so regelmässig entstehen? Doch gehört diese Sache in die spezielle Tektonik hinein, deshalb übergehe ich sie.

Ein zweiter Grubentypus, den man in Galizien wahrnimmt, sind die auf Antiklinalen entstandenen Gruben, wie Schodnica (?), Sloboda rungurska u. a., doch auch da braucht meines Erachtens das in Sätteln vorkommende Rohöl nicht notwendigerweise auf primärer Lagerstätte zu sein, es konnte anderswo ausgepresst und hier hergeleitet werden, und da die antiklinale Umbiegung das Entstehen grösster und zahlreichster Spalten und

Sprünge verursacht, so fördert dieser Umstand das Rohölauf-treten. Diese Frage, d. h. des Auftretens von Rohöl und Bildung seiner Lager in dieser neuen tektonischen Beleuchtung erfordert selbstverständlich noch weitere Beobachtungen und Studien und kann durch die vorliegende Arbeit, die einen berichterstattenden Charakter hat, nicht voll erschöpft werden. Ich habe darin kaum eine Handvoll individueller Anschauungen geboten, kann dieselben jedoch hier mangels Raum und Zeit nicht ganz begünden und erklären, überlasse sonach die Frage einer späteren, detaillierten Bearbeitung.

Wie aus dem Vorstehenden ersichtlich ist, bietet Galizien zwei Typen von Rohölgruben, deren eine, hier ausführlicher beschriebene, sich mit der langen Zone des Miocäns hinzieht. Diese Type liefert zwar tiefe Schächte, doch gleichzeitig sehr ergiebige und selbstfliessende, sodass wir auf lange Jahre eine dauernde Produktionszunahme erhoffen können. Einen der ersten, vielleicht den ersten Rang in der Tiefbohrtechnik einnehmend, bekommen wir auch immer grössere Mengen des Produktes, und angesichts dessen, sowie der immer besseren Organisation unserer Industrie, wie auch der jetzt geordneten Rechtsverhältnisse, sowie der Initiative des Landes in Angelegenheit des Reservoirbaues schliesse ich mit dem Wunsche, dass wir die Herren in kurzer Zeit bei uns zu Hause bewillkommen könnten.

## ZUR WAHL DER BOHRPUNKTE IN ERDÖL GEBIETEN.

VON

H. HÖFER.

---

Die Erdölführung eines Gebietes wird von mehreren Faktoren wesentlich beeinflusst und zwar 1. von einem porösen Gesteine und dessen Ausdehnung, 2. von einer undurchlässigen Decke dieses porösen Gesteins, 3. von der tektonischen Struktur, wobei sowohl Spalten als auch Faltenbildungen von Belang sein können, und 4. von der Wasserführung des Gesteins.

Zu den wichtigsten tektonischen Einflüssen auf die Erdölführung gehört unstreitig die Faltung der ölführenden Schichtgesteine. Man hat nämlich in sehr vielen Gebieten gefunden, dass das Erdöl in den Antiklinalen (Satteln) angesammelt ist, während die Synklinalen (Mulden) mit Wasser erfüllt sind. Es ist dies naturgemäss, da sich in jedem kommunizierenden Gefässe die Flüssigkeiten nach ihrer Dichte anordnen.

Die sog. Antiklinaltheorie wurde jedoch nicht auf Grund dieser allgemein bekannten Gesetzmässigkeit, sondern auf Basis der Erfahrung in verschiedenen Ölfeldern aufgestellt. Der Erste, welcher den Zusammenhang zwischen Faltung und Ölführung erkannte, war Dr. OLDHAM (1), welcher für das burmanische Ölfeld i. J. 1855 nachwies, dass das Erdöl von Yenungyoung (Ostindien) an die Rücken der Antiklinalen gebunden ist. Später im Jahre 1867 war es STERRY HUNT (2) welcher sagte, „dass alle produktiven Ölquellen Nordamerikas nur in den Undula-

---

(1) Durch Dr. NOETLING in *Memoir. geol. survey India* 17, Part 2, 86, 1897.

(2) *Bull. soc. geol. France* (2) 24, 570, 1867.

tionen der Schichten, d. i. an den Achsen der Antiklinalen getroffen werden“. Die allgemeine Fassung dieses Satzes ohne ausreichendes Beweismaterial dürfte die Ursache gewesen sein, dass man seine Richtigkeit besonders in Amerika u. zwar von ganz hervorragenden Fachgeologen ignorierte oder ohne Hunt's Namen zu nennen, bekämpfte. So verdanken wir HENRY E. WRIGLEY (1) eine sehr wertvolle Monographie der pennsylvanischen Ölfelder, welche im Jahre 1875 erschien und sich auf S. 42 direkt gegen den Einfluss der Antiklinalen aussprach und auf S. 7 nur den grossen Strömungen, welche den Sandstein abgelagerten, den bestimmenden Einfluss zuschreibt.

Während ich die pennsylvanischen Ölfelder im Sommer 1876 studierte, war mir WRIGLEY's Arbeit unbekannt; ich erhielt sie erst beim Scheiden von Amerika. In den Ölzeiten las ich die Studien eines anderen hervorragenden pennsylvanischen Ölogeologen, C. CARLL, welcher ebenfalls die Antiklinaltheorie ablehnte und die von C. D. ANSELL zuerst erkannte lineare Ausdehnung der Ölfelder, Belttheorie genannt, wie H. E. WRIGLEY als alte Strand- oder Stromlinien erklärte. Also zwei mit dem Studium der Ölfelder Pennsylvaniens betraute Mitglieder der dortigen geological Survey haben sich gegen STERRY HUNT's Anschauung teils direkt, teils indirekt ausgesprochen.

Ich war schon einige Zeit in diesem Ölgebiete, als mir eine geologische Karte von Pennsylvanien in die Hand kam; mir fiel sofort auf, dass die in den Alleghanys liegenden Antiklinalen der Chestnu- und Laurel-Ridges parallel zu den westlich vorliegenden Öllinien sind. Ich sah, dass nach West hin die Antiklinalen immer flacher werden, wie dies auch jede orographische Karte vermuten liess. In den Ölgebieten jedoch sind die Sattel ganz flach, die Schenkel haben nur einige Grade Einfall trotzdem hatte ich keinen Zweifel mehr, dass die Öllinien den Antiklinalachsen entsprechen. Einen weiteren Beweis für die Richtigkeit dieser meiner Antiklinaltheorie fand ich in der Tatsache, dass der allgemeine Verlauf der Ölfelder, welcher in Pennsylvanien nach NNO ist, gegen Norden — also gegen den Staat New-York hin — allmählig nach NO umbiegt; dementsprechend drehen sich auch die Antiklinalen in den Alleghanys. Dieser tektonische Zusammenhang mit den Öllinien war für

(1) Special report on the petroleum of Pennsylvania.

mich vollständig überzeugend; um so mehr, da ich auch in Eiskillen (Canada) fand, dass dort das Erdöl an einen Sattel gebunden sei.

Als ich die Antiklinaltheorie in meinem Berichte über „die Petroleum-Industrie Nordamerikas“ 1877 veröffentlicht hatte, war es ein anderes hochverdientes Mitglied der geological Survey of Pansylvania, Ch. ASHBURNER (1), welcher meine Theorie zwar nicht gänzlich ablehnte, sie jedoch nur für gewisse Fälle gelten lassen wollte. Andererseits waren aber auch andere amerikanische Fachgeologen, welche sie bestätigten und für sie mit Beispielen überzeugend eintraten. J. C. WHITE (2) übertrug sie mit grossem Erfolge auch auf das Vorkommen von Erdgas, welches, da spezifisch am leichtesten, die Achsen der Antiklinalen einzunehmen strebt.

Dr. H. M. CHANCE und besonders der Direktor der Geological Survey of Ohio, E. ORTON (3) wurden lebhaftere Verteidiger der Antiklinaltheorie, welche Orton mit grossem Erfolge in Ohio in die Praxis übertrug. Dann haben den günstigen Einfluss der Antiklinalen und Flexuren auf die Ölführung erwiesen: PAUL und TIETZE (4) und nach ihnen die meisten Karpatengeologen für Galizien und Bukowina, A. MUGGIA für Oberitalien (5), PAUL OLCZEWSKI und besonders L. MRAZEC (6) für Rumänien, H. ABICH (7) und A. KONSCHIN (8) für die Kaukasusölfelder, H. SJOEGREN (9) für Transkaspien, MUSCHKETTOFF (10) und LEVAT (11) für Kokand (russ. Turkestan), BURN-MUDOCK (12) für

(1) Transact. Amerik. Inst. Ming. Eng. 14, 428.

(2) Iron age, 9. Juli, 1885.

(3) Preliminary report. up. petrol. and inflam. gas VI, p. 14, 109.

(4) Jahrb. geol. Reichsamt Wien 1879, 302.

(5) Congres intern. Petrol. Paris 1900.

(6) Arbeiten d. mit d. Studium d. Petr. Region betraut. Kommiss. Bukarest 1904.

(7) Jahrb. geol. Reichsamt Wien 1899.

(8) Material z. Geologie d. Kaukasus (russ) (2) 10.

(9) Jahrb. geol. Reichsamt Wien 1887, 47.

(10) Turkestan (russ) 1. Hälfte 1, 490, 494, 1886.

(11) Ann. d. mines. 1903.

(12) Inst. of Mingr. a. Metallurg 1901.

Tze-liu-tsin (China), L. BAGEWITSCH und W. S. RENTOWSKI(1) für Sachalin, B. S. LYMAN (2) und SHIN-JCHI-TAKANO (3) für Japan, R. TOWNSEND (4) für Khatan (Bolschiston), MEDLICOTT (5) für Punjab, Assam, Arakan und Burma, für letzteres auch R. D. OLDHAM (6) und A. F. NOETLING (7), FENNERMA, C. SCHMIDT (8) und TOBLER (9) für die niederländischen Inseln, J. DE MORGAN (10) und General SCHINDLER (11) für Persien. Auch in Amerika gewann die Antiklinatheorie stetig neue Verteidiger in dem Masse, als neue Öl- und Gasfelder erschlossen und diese studiert wurden; ROB. T. HILL (12) stellte diesen Zusammenhang für Texas, W. C. KNIGHT (13) für Wyoming, BLATSCHLEY (14) für Illionis und E. H. CUMINGHAM (15) für Trinidad fest.

An der Richtigkeit der Antiklinaltheorie kann also nach so vielen, über die ganze Erde verstreuten Beweisen nicht mehr gezweifelt werden; doch sei ausdrücklich hervorgehoben, dass sie für gewisse Gebiete nicht anzuwenden ist. „Eines schickt sich nicht für alle“.

Nachdem ich durch stetig neue Beweise meine Theorie bestätigt bekam, war ich auf Grund meiner Erfahrungen und des Studiums der Fachliteratur bemüht, sie kritisch im Detail zu verfolgen, sie zum Nutzen der Praxis weiter auszubauen. Auch hier sind es Tatsachen, welchen ich weiter nachging.

1) Zuvor will ich einen Irrtum beheben, der darin besteht, dass man die Ölausbisse in den Antiklinalen als Beweis meiner Theorie ansah; so ist diese nicht gemeint. Denn wenn ein

- 
- (1) Die nutzbar. Miner. Sibiriens (russl).
  - (2) Geol. Survey of the oil lands of Japan, Tokio 1877 u. 1893.
  - (3) Congress int. Petrol. Paris 1900.
  - (4) Rep. petrol. expl. Khatan, in Rec. geolog. survey India 1886.
  - (5) Rec. geol. India 1886.
  - (6) Ibid. 23, 3.
  - (7) Mem. geol. surv. India 27 (2).
  - (8) Bul. soc. geol. France 1901, 4, 260.
  - (9) Tijtschr. v. h. koninkl. Nederl. Qardrijks Genoot, 1906 S. 190.
  - (10) Ann. de mines 1892 S. 227.
  - (11) Zschrft. deutsch. geol. Ges. Par. 1900.
  - (12) Journ. Franklin Inst. 1902.
  - (13) School of mines, Laramie, Petro. serie, Nr. 27.
  - (14) Illinois geol. survey, Bull. Nr. 2, 1906.
  - (15) Petroleum review 12, 360. 1906.

Gebiet in Falten geworfen ist, so kommt von diesen der antiklinale Teil der Lagerstätte an die Oberfläche, gelangt zum Ausbisse, während der synklinale in der Tiefe versenkt ist. Ist  $L$  die Öllagerstätte, so kommt sie bei  $A_1$ ,  $A_2$  zum Ausbisse, während  $S_1$  und  $S_2$  die Erdoberfläche nicht erreichen.

Die Antiklioaltheorie könnte in diesen Falle nur dann eine Bestätigung finden, wenn die Erdoberfläche in dem Horizonte II II läge; doch in einem solchen Falle, z. B. in einer tiefen Schlucht, wird der ganze Flüssigkeitsinhalt in dem Horizonte II II ausgeronnen sein, und die Theorie bliebe ohne Bestätigung.

2) Für den Erdölgeologen ist der Unterschied zwischen einem geöffneten und geschlossenen Sattel von hervorragender Bedeutung. Bei einer geöffneten Antiklinale ist der oberste Rücken erodiert, es ist ein sog. Luftsattel vorhanden, wie dies die linke Seite der Fig. 1 zwischen  $A_1$  und  $A_2$  zeigt; der rechts-

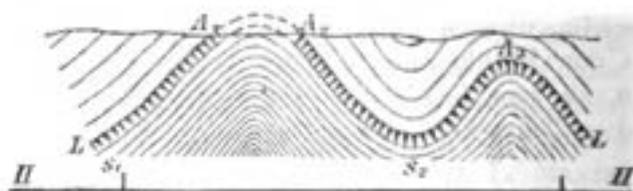


Fig. 1.

seitige Teil dieser Figur stellt einen geschlossenen Sattel dar, ebenso die Figur 2. Die geschlossene Antiklinale ist unter sonst gleichen Verhältnissen erfahrungsgemäss öreicher als die geöffnete; dies erklärt sich ungezwungen daraus, dass infolge des Druckes der im Öle vorhandenen Gase ein bedeutender Teil in dem geöffneten Sattel zum Ausflusse gelangte und durch Erosion und Denudation von der Oberfläche weggeschwemmt wurde. Da auch der Gasdruck im Öle herabgemindert ist, so ist es auch die Ergiebigkeit, und Ölspringer werden entweder garnicht oder nur in bedeutenden Tiefen erbohrt werden, in welchen der Bewegungswiderstand in der Öllagerstätte bis zum Ausbisse grösser ist, als der Gasdruck in dieser Tiefe. Auch die Einwirkung des eindringenden Atmosphärenwassers

auf das Öl in dem ausbeissenden Teile der Lagerstätte ist nachteilig u. zw. sowohl quantitativ als auch qualitativ.

3) Meines Wissens hat man in Galizien zuerst die Erfahrung gemacht, dass in sog. schiefen Sätteln, wie ein solcher nebenan skizziert ist, der flachere Schenkel ergiebiger ist, als der steilere. Das ist durch mehrfache Ursachen bedingt.

\*a) Würde die Lagerstätte  $L_1$ ,  $L_2$  (Fig. 2) durchwegs dieselbe Mächtigkeit, d. h. in der Kubikeinheit dieselbe Ölmenge haben, so würden zwei gleich tiefe Bohrungen  $B_1$  und  $B_2$  doch verschiedene Ölmengen abzapfen, da der Körperinhalt des Schenkels  $Ab_1$  grösser als jener von  $Ah_2$  ist; es muss also  $B_1$  ergiebiger sein.

b) Eine weitere Tatsache, welche diese ungleiche Ergiebigkeit erklärt, würde mir in Równe (Galizien) bekannt, woselbst man es mit einem solchen schiefen Sattel zu tun hat. Die Bohrungen haben daselbst festgestellt, dass das ölführende Sand-

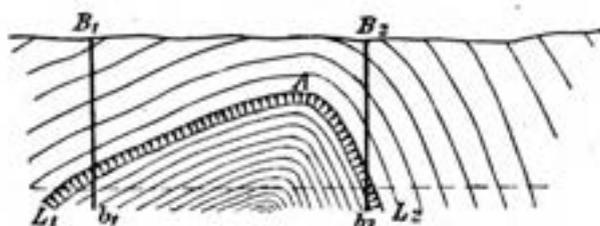


Fig. 2.

steinlager im steileren Schenkel geringmächtiger und von grösserer Festigkeit ist; letzteres bedingt ein geringeres Porenvolumen des Sandsteins, also eine geringere Aufnahmefähigkeit für das Öl. Dass der steilere Schenkel geringmächtiger als der flachere ist, ist bei anderen flözartigen Lagerstätten schon lange bekannt, ich bringe nur das Vorkommen der Kohlen in Belgien in Erinnerung.

Faltungsversuche, die ich vor etwa 30 Jahren mit Sand und Ton durchführte, bestätigten diese Tatsache auch im kleinen; der steilere Schenkel wurde stets durch Seitendruck ausgewalzt, in den Wendepunkten der Kurven, also in den Achsen der Antiklinalen und Synklinalen, sammelte sich das ausgequetschte

Material an, weshalb für beide ein grösseres Aufnahmevermögen erzeugt wurde.

c) Sind mehrere Öllagerstätten  $LL_1-L_4L_3-L_4L_3$  (Fig. 3) untereinander vorhanden, so wird eine im flachen Schenkel bei  $B_1$  angesetzte Bohrung sämtliche erreichen, während das Bohr-

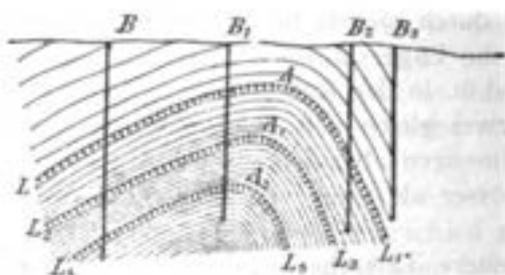


Fig. 3.

loch  $B_2$  bei gleicher Tiefe wie  $B_1$  nur eine Öllagerstätte erschliesst.  $B_2$  wäre eine totale Fehlbohrung, während eine im flachen Schenkel von  $B_1$  nach links gerückte Bohrung  $B$  immerhin die Lagerstätten, wenn auch in grösserer Tiefe, erreichen würde.

Die Erfahrung unserer galizischen Fachgenossen ist somit wohl begründet.

4) Als LUCAS in den kuppenförmigen Erhöhungen innerhalb der Texasebene seinen weltberühmten Ölaufschluss machte, frug ich mich, ob diese Oberflächengestaltung nicht der Ausdruck eines unterirdischen kuppelförmigen Aufbaus der Schichten sei, was sich auch später bestätigte. Den überaus günstigen Einfluss der kuppenartigen Erhebung innerhalb der Antiklinale hat meines Wissens zuerst 1838 ORTON für Ohio und Dr. F. NOERTLING (1) für das Erdölvorkommen von Yenangyoung und Yenangyan (Burma, Ostindien) nachgewiesen.

R. ZUBER (2) hat 1904 in seiner sehr eingehenden Abhandlung über das Erdöl von Schodnica (Galizien) ebenfalls nachgewiesen, dass das reichste Vorkommen durch eine kuppelartige Aufwölbung der Schichten gekennzeichnet ist.

(1) Mem. geol. survey India 27. Part. 2. pg. 142.

(2) Ztschrift. prkt. Geol. 12, 91, 1904.

In jüngster Zeit war es TOBLER (1) gelungen, in dem überaus ölreichen Moeara Enim (Süd-Sumatra) ebenfalls festzustellen, dass die kuppelförmigen Erhebungen in den Antiklinalen gewöhnlich die reichsten Ölreservoirs sind, während dann die Sinklinalen und die steilen Schenkel mit Salzwasser erfüllt sind.

Aus den verschiedensten Gebieten der Erde liegen hier die übereinstimmenden Beobachtungen vor, dass sich in den kuppelförmigen Aufwölbungen der Antiklinalen die reichsten Ölmengen vorfinden.



Fig. 4.

Wir haben hiermit einen hochwichtigen neuen Führer für die Schürfungen nach Erdöl bekommen. Es verbleibt nur noch zu sagen, wie man diese unterirdischen Kuppeln an der Oberfläche erkennt. Für den Geologen bietet dies keine Schwierigkeit, da die darüber liegenden Schichten, wenn nicht von jungem Schwemmlande überdeckt, am Tage ebenfalls den Kuppelbau erkennen lassen, der sich durch eine in sich geschlossene Ausbisslinie einer Leitschicht dokumentiert, von welcher die Schichten nach auswärts fallen.

Sei LKL<sub>1</sub> die ölführende Kuppel und SS<sub>1</sub> eine Leitschicht z. B. eine charakteristische Schiefer- oder Sandsteineinlagerung, so wird sich dieselbe im Grundrisse, also in der Karte, ellipsen- oder kreisähnlich, kurz als eine geschlossene Kurve darstellen. In B wird gewöhnlich die Bohrung angesetzt, was jedoch in vielen Fällen unvorteilhaft ist. Man soll die Bohrungen nicht im Scheitel der Antiklinale oder der Kuppel niederstossen, weil dieselbe ein vortreffliches Gasreservoir abgibt; bringt man die Bohrung seitlich von diesem Reservoir nieder, so drückt das in demselben angesammelte Gas das Öl zum Bohrloche, die Ergiebigkeit wird erhöht, und Springer sind häufiger und von längerer Dauer zu erwarten.

In der Praxis gestaltet sich der Vorgang bei den Schurfarbeiten in der Regel folgendermassen:

Bei a (Fig. 5) sind Ausbisse bekannt; bei b wird

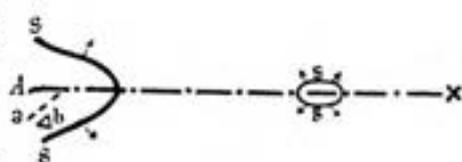


Fig. 5.

(1) Rep. geol. survey Ohio 6, 99.

mit Erfolg auf Öl gebohrt. Die Leitschicht SS tritt beim Verlauf der Antiklinalaxe AX in der Form einer kleinen oder grösseren Ellipse zu Tage; diese deutet die Kuppel innerhalb des Sattels an; dort zu bohren lässt die günstigsten Erfolge erwarten.

Ich habe es wieder versucht, zwischen Theorie und Praxis eine Brücke zu schlagen; ich bitte Sie nun die Belastungsprobe derselben vorzunehmen.

---

## SUR L'ORIGINE SECONDAIRE DES GISEMENTS DE PÉTROLE (1)

PAR

L. I. BASKAKOW

---

Je n'examinerai pas ici le degré de probabilité de telle ou telle hypothèse sur l'origine du pétrole dans la nature, parce que cela ne concerne pas directement la question dont nous nous occupons; je me permettrai seulement de faire observer que toutes les hypothèses ont un défaut essentiel, celui d'être le plus souvent basées sur des travaux de laboratoire, plutôt que sur l'observation des phénomènes dans la nature. Quoique en réalité la nature ne soit qu'un vaste laboratoire pourvu de moyens immenses et des plus variés, la plus grande et peut-être la principale partie des réactions qui s'y produisent reste pour les hommes hypothétique et même tout à fait inconnue.

Sans donner la préférence à aucune hypothèse, je crois qu'il faut chercher la vérité sur l'origine du pétrole, comme, en général, pour tous les phénomènes de la nature, dans l'hétérogénéité des causes, produisant des résultats similaires; cela explique, peut-être, la diversité des types de pétrole observés dans la nature.

En admettant la plus ou moins grande probabilité de toutes les hypothèses sur l'origine du pétrole, je passe à l'examen de la question de l'origine secondaire des gisements pétrolifères. Cette question est intimement liée à celle de la migration du pétrole au sein des couches. Comme les hypothèses de l'origine interne du pétrole exigent, par leur conception même, un mouvement ascensionnel au sein des couches, il nous reste à expli-

---

(1) L'expression „gisement secondaire" n'est pas juste; il serait plus exact de dire gîte, accumulation, emmagasinement.

quer ce mouvement aussi au point de vue de l'origine organique du pétrole. Chaque molécule de pétrole, au moment de sa formation sous la pression des gaz qui accompagnent cette formation, et par la force d'attraction, acquiert un mouvement vers une autre molécule, qui se trouve dans les mêmes conditions dans un pore voisin de couche et il se produit une fusion entre elles. Une partie des molécules fusionnées continue aussi sous pression le mouvement du côté de la plus petite résistance, c'est-à-dire vers les crevasses où, rencontrant des courants semblables, elle produit une petite accumulation de pétrole, imprégnant les fissures et les pores de la roche. Ce mouvement continue jusqu'à ce qu'il se produise un équilibre dans tout le système, c'est-à-dire jusqu'à ce que la pression dans toutes les parties du gisement soit égale. Mais comme il se produit continuellement une dislocation des couches par suite de processus tectoniques, il n'y aura pas d'équilibre de pression dans les différentes parties du gisement et le mouvement des molécules du pétrole ne cesse pas.

Il se produit sans doute quelque fois une interruption locale du mouvement, quand les molécules rencontrent sur leur route des roches imperméables. Mais il se produit une nouvelle dislocation et le pétrole trouve de nouvelles voies.

Le pouvoir ascensionnel du pétrole dépend de la pression des roches, des gaz, de l'eau, de la porosité et de la richesse en crevasses des roches et, certainement, de la quantité du pétrole même. Cette propriété du pétrole de se déplacer par suite de son état liquide et de la pression à l'intérieur de la terre est une condition indispensable de son mouvement ascensionnel vers la périphérie et loin de son lieu d'origine; c'est ce qui produit les gisements et les accumulations secondaires du pétrole.

Nous trouvons dans la nature le pétrole imprégné dans les roches perméables aux liquides, telles que sables, grès disposés en strates, souvent entrecoupés d'un réseau de petits vides et de crevasses, remplis également de pétrole, tandis que, dans les roches imperméables, le pétrole, se déposant exclusivement dans les interstices, les vides et les crevasses, ne se trouve pas imprégné dans leur masse principale. Cette dernière circonstance est très importante, comme indicatrice de la provenance secondaire des gites pétrolifères que nous étudions; car il n'y a aucune loi, ni physique, ni chimique, qui puisse nous faire supposer: a) que le matériel qui

a servi à la formation du pétrole se dépose exclusivement dans les couches perméables, et *b*) que le processus même de la formation du pétrole soit inhérent à ces couches seulement, tandis que les couches imperméables: marnes, argiles, etc., stratifiées à côté et contemporaines des premières, seraient complètement privées de cette propriété. Il résulte de ce que je viens de dire que l'intérieur des gîtes semblables n'est que la voie de déplacement ou le lieu d'accumulation secondaire du pétrole, formé dans d'autres niveaux (horizons) et le pétrole y est un étranger.

Ceci explique aussi les trois types de gisements pétrolifères: 1) le type stratifié, 2) le type à filons et 3) le type mixte, stratifié à filons; il faut dire qu'on n'observe presque pas de type pur et que c'est le type mixte qui prédomine.

La quantité infime des restes solides d'organismes qu'on trouve dans les roches, comparative-ment à la quantité de pétrole, prouve aussi le caractère secondaire des gisements pétrolifères; l'explication qu'on donne que ces restes d'organismes ont été dissous dans l'eau saturée d'acide carbonique et de différents sels est tout à fait insuffisante; le géologue doit nécessairement avoir non seulement l'indication de la possibilité d'une certaine réaction chimique, mais encore la certitude que la réaction se soit effectivement produite et ait donné certains résultats. Mais dans ce cas on ignore absolument dans quel endroit les solutions produites de cette manière ont déposé leur contenu, ou si elles ont été déplacées hors de la région du lieu d'origine et pourquoi, si les réactions de la formation du pétrole et des solutions ont été déplacées, tandis que le pétrole liquide riche en gaz et très fluide a dû rester sur place.

Les observations faites sur la quantité de pétrole donnée par les sondes très productives et élevées, toujours dans la direction de la plus grande rupture des couches, ainsi que le calcul de la capacité pétrolifère des horizons qui alimentent ces sondes donnent des résultats tellement différents les uns des autres qu'il faut absolument admettre qu'il existe une communication entre les couches contenant le gisement et d'autres strates situées à une plus grande profondeur (1) que les sondes se trouvant sur les

(1) Nous parlerons plus loin de ces déplacements de pétrole par les fissures des roches imperméables à des profondeurs accessibles aux observations visuelles.

voies de communication ou à proximité. C'est-à-dire que l'alimentation des sondes productives et de leur sphère d'activité se fait non seulement par les horizons connus, déterminés par les sondages, mais encore par d'autres horizons, qui se trouvent à une plus grande profondeur.

Je vais illustrer cette preuve du caractère secondaire des gisements pétrolifères exploités par un exemple pris dans ma propre pratique. Mes observations sur le gisement pétrolifère de Grozny, qui, ainsi que d'autres semblables, est considéré comme gisement primaire, ont établi que la sonde No. 7, d'une profondeur de 140 m., élevée par l'auteur sur la parcelle No. 977 au sommet de l'anticlinal, a donné en une seule éruption continue, qui a duré plus de trois ans, sans compter le sable, les pierres (celles-ci en petite quantité), plus de 61.000.000 de pouds ou plus d'un million de tonnes métriques de pétrole pur; prenons pour le pétrole une densité de 0,870, nous aurons un volume de 1.200.000 m. c. de pétrole pur; mais comme le coefficient de la porosité (perméabilité) des couches locales ne surpasse pas  $\frac{1}{2}$ , le volume de la roche vide imprégnée de cette quantité de pétrole sera représenté par le chiffre respectable de 3.600.000 de m. c.; mais ce volume est encore au-dessous de la réalité, car il a été absolument impossible de calculer la quantité de pétrole qui, par l'espace extra-tubulaire de la sonde, s'est infiltrée dans les trois couches perméables superposées de cette parcelle et, sous la pression des gaz, s'est écoulée par les sondes Nos. 2, 3 et 6, alimentées par le même horizon.

Quand, après 3 ans et 4 mois d'activité, l'éruption continue de la sonde No. 7 eut été interrompue artificiellement, pour des considérations commerciales, il restait encore tant de pétrole dans l'horizon qui l'alimentait que lorsque la sonde No. 29, voisine de la première, vint à atteindre ce niveau, le pétrole jaillit par les tuyaux et il en sortit encore jusqu'à 6 millions de pouds ou 100.000 tonnes. Il est évident qu'une si grande quantité de pétrole n'avait pu se former sur place et rester sans mouvement, à l'état de repos, à une profondeur relativement si petite. Il faut absolument admettre qu'avec chaque changement d'équilibre au sein des couches le pétrole est continuellement poussé et apporté des régions profondes par les crevasses des endroits les plus fracturés de l'anticlinal, comme nous l'avons vu pour l'affluence du pétrole dans les puits voisins, si

tués dans la même parcelle et dont nous avons parlé plus haut. D'autant plus que l'épaisseur moyenne de cette couche n'atteint pas 10 mètres, admis dans le calcul, et que la largeur du gîte est de 300—350 m. (1); donc l'extension de la sphère d'activité de la sonde aurait dû être au moins d'un demi-km. s'étendant des deux côtés du sondage suivant la direction de l'anticlinal. Il serait donc tout naturel d'admettre l'influence de l'activité de la sonde No. 7 sur les sondes de parcelles voisines, alimentées par les mêmes horizons et situées à une distance beaucoup plus petite qu'un demi-km. Mais nous n'avons pas observé ceci, chose qui s'explique facilement: l'emmagasinement du pétrole est renouvelé par les fissures communiquant avec les régions situées à une plus grande profondeur, où la pression est plus grande que dans le niveau exploité; tandis que la pression dans les parcelles extrêmes, situées à un demi-km. de la sonde dans le même horizon, est trop petite, comparativement à la résistance due au frottement des molécules du pétrole contre la roche pendant leur mouvement ascensionnel, pour que l'affluence des molécules puisse entretenir la continuité du fonctionnement de l'éruption du pétrole, interrompue pendant 3 ans et trois quarts.

L'origine secondaire des gisements pétrolifères ressort encore plus clairement si, aux considérations que je viens d'énoncer, j'ajoute l'observation juste du professeur CHARITCHKOF sur l'absence de matières primaires dans les gisements pétrolifères, des graisses, par exemple, quoique celles-ci soient une matière tout aussi stable et aussi durable que le pétrole.

Les couches dans lesquelles se trouvent des gisements de pétrole sont fracturées et coupées par des crevasses exocinétiques, surtout dans les endroits de leur plus grande dislocation, dans sa crête d'anticlinal par ex. Les crevasses dans les gisements secondaires, se remplissant de pétrole, donnent non seulement à ces gisements la forme de filons, ou la forme stratifiée à filons, mais encore jouent le rôle de voies à l'aide desquelles se produit le déplacement du pétrole d'une couche à une autre, d'un niveau à un autre, et leur encombrement partiel et local par des sédiments déposés par les eaux, p. ex. le gypse (à Grozny), détruit cette communi-

(1) L'intérieur représente un anticlinal déversé dirigé vers le NE. avec une aile passant au SV.

cation. De même l'encombrement des crevasses, conduisant le pétrole aux sondes éruptives par des éboulements de roches imperméables, s'observe souvent après la fermeture artificielle par des cloches, des trous de sonde en éruption; ceci a donné lieu en Amérique (Eaton) ainsi qu'à Bakou à l'opinion que la fermeture artificielle des sondes éruptives produit une diminution et même une suspension totale de l'affluence de pétrole. L'auteur a pu observer un phénomène semblable à Grozny, notamment la destruction de l'affluence du pétrole dans l'horizon supérieur qui alimentait la sonde No. 3 de la Société de Moscou.

Plusieurs auteurs, d'après la théorie de Buxsen sur les geysers (Eaton, Shegren et autres), expliquent par les fissures (1) le phénomène d'éruptions de pétrole dites périodiques.

La circulation du pétrole par les crevasses des roches peut être observée, dans les lieux d'écoulement naturel du pétrole, dans les gisements découverts, ainsi que dans les puits peu profonds. Dans les puits de la parcelle No. 977 de la région pétrolifère de Grozny, puits creusés dans les marnes et argiles près du sommet de l'anticlinal, antérieurement aux sondages l'auteur a pu observer à une profondeur de 42 m. l'écoulement du pétrole et des gaz, en forme de sources abondantes, exclusivement d'un côté des puits, notamment du côté du sommet de l'anticlinal, et l'emplacement de la célèbre sonde No. 7, dont j'ai déjà parlé, a été choisi justement à la suite de ces observations. Quand ces puits étaient pleins, la tension des gaz accumulés près de l'extrémité inférieure de la sonde produisait de temps en temps une éruption de pétrole; deux de ces puits d'égale profondeur donnaient jusqu'à 20 tonnes par jour. Les sondages voisins ayant trouvé le premier gisement de grès pétrolifère (premier horizon) à la profondeur de 60 m. au-dessus du niveau de la mer, le pétrole et les gaz traversaient, par conséquent la différence entre les deux profondeurs,  $60 - 42 = 18$  m. par les crevasses des marnes et des argiles. L'épuisement des puits après le forage des sondes nous prouve que les uns et les autres recevaient le pétrole d'un même niveau.

Nous voyons donc que les couches pétrolifères communiquent par des crevasses avec la surface de la

(1) Ceci explique aussi la présence des sources chaudes minérales dans toutes les régions pétrolifères.

terre, ainsi qu'entre elles et avec les régions profondes dans les lieux des grandes fractures, et que le pétrole de ces couches, à défaut de données sérieuses prouvant le caractère primaire local du gisement, y est étranger et que le gisement est secondaire.

Le changement de direction des couches vers l'un ou l'autre côté, produisant de nouvelles fissures, l'agrandissement ou la diminution des fissures existantes change dans les limites d'un gisement le degré de la capacité pétrolifère de toute la suite des couches, haussant ou abaissant les courants de pétrole, de gaz et d'eau dans cet endroit. Par cette formation de nouvelles crevasses et par l'agrandissement des anciennes, de l'un ou de l'autre côté du pli anticlinal, j'explique aussi la différence de qualité et de composition chimique de l'eau dans les limites d'un même gisement, commençant par l'eau potable ou sulfuro-alcaline, jusqu'à l'eau fortement salée.

Enfin, la différence même d'opinion des partisans de l'origine végétale et animale du pétrole, relativement aux mêmes gisements, nous montre combien peu concluantes sont les données obtenues par l'étude de l'intérieur de ces gisements pétrolifères, et il serait peut-être plus juste, du moins pour les gites ayant le caractère dont je viens de parler, de porter la genèse du pétrole dans les régions de grande profondeur et de considérer ces gisements comme secondaires, formés par l'accumulation du pétrole écoulé des horizons profonds.

Cette opinion aurait changé de fond en comble notre manière de voir sur la productibilité des gisements, étendant, d'un côté, leurs limites en profondeur et, d'un autre, donnant une plus grande attention aux gisements à filons.

Ainsi, l'état liquide et la fluidité du pétrole, — la différence minéralogique des roches qui en sont imprégnées, — la grande quantité de crevasses dans les roches sortant des limites des gisements, — l'intensité des courants de pétrole dans les endroits de la plus grande rupture des roches, — la pression à l'intérieur en général et la différence de pression dans les horizons, — le volume de pétrole obtenu ne correspondant pas avec la capacité pétrolifère des horizons dans le cas de sondes très productives comme temps et quantité, la quantité de restes solides d'organismes dans les couches ne correspondant pas avec la quantité

de pétrole emmagasinée—l'absence dans les roches de la matière primaire qui aurait pu produire le pétrole,—voici les données et les preuves d'origine secondaire des gisements pétrolifères. Il ne faut pas oublier qu'il existe toute une série d'hypothèses d'émanation sur l'origine du pétrole que transportent les réactions de la formation du pétrole dans les grandes profondeurs et qui expliquent l'origine des gisements existants par le déplacement des liquides.

---

# REMARQUES SUR L'ORIGINE ET LA MANIÈRE D'ÊTRE DU PÉTROLE DANS LA TERRE, RESULTANTES DES TRAVAUX EXÉCUTÉS À MORENI

PAR

C. R. MIRCEA

---

Pour que l'exploitation du pétrole devienne une véritable exploitation industrielle, il faut que les travaux de recherches soient basés sur un complexe de connaissances absolument indispensables.

Jusqu'à présent pour trouver le pétrole on a fait des recherches au hasard, parce qu'il manquait aux industriels de pétrole les connaissances nécessaires tant en ce qui concerne la manière d'être des gisements au sein de la terre, qu'en ce qui concerne leur origine.

En deuxième lieu, on a considéré toujours les anticlinaux comme étant le criterium absolument indispensable et suffisant pour résoudre la question de la recherche du pétrole.

Nous considérons et nous posons comme principe que les anticlinaux, c'est-à-dire la direction théorique suivant laquelle se sont faits les grands plissements, généralement parallèles à l'axe des montagnes, sont des points de repaire suffisants, mais seulement pour les premières investigations.

En ce qui concerne les considérations purement géologiques, elles ne peuvent pas non plus être un criterium suffisant, car l'étude de telle ou telle formation géologique dans une région pétrolifère n'est pas l'étude du gisement de pétrole lui-même.

Le pétrole existe, en effet, dans les couches dans lesquelles nous le cherchons, indépendamment des formations géologiques. Il se rencontre dans le cambrien, silurien, devonien, crétacé et enfin dans des couches tertiaires en Roumanie, Galicie, Caucase, Italie, Pérou, Japon, Indes, etc.

Une autre constatation qui devra servir de base à nos discussions, c'est que le pétrole, partout où on le rencontre, se trouve généralement encaissé dans des zones qui suivent la courbure externe d'une chaîne de montagnes; et se montre indifféremment dans les diverses formations qui viennent affleurer le long de cette chaîne, à condition qu'elles renferment des couches perméables.

Cela encore ne suffit pas; il faut constater en outre le phénomène suivant: c'est que dans aucun cas le pétrole n'a pu être rencontré dans des régions non plissées. C'est là qu'il faut chercher la cause pour laquelle une même formation géologique est riche en pétrole dans une région et pauvre dans une autre.

C'est pourquoi il faut d'abord en tirer une première conclusion, c'est-à-dire que les phénomènes de plissements sont en étroite relation avec la formation des gisements de pétrole.

Le pétrole se trouve imprégner des couches de sables ou de grès, c'est-à-dire des couches perméables. Cette imprégnation des niveaux pétrolifères, c'est-à-dire des couches perméables qui se rencontrent dans la succession des terrains en un point donné a dû se produire postérieurement au dépôt des couches imprégnées les plus récentes comme formation géologique. Cela veut dire que l'imprégnation des couches de sables du pontien a dû se produire postérieurement au dépôt de cet étage géologique et que le pétrole y a pénétré venant de plus bas.

Pour mieux comprendre nous devons faire une autre remarque, très importante, c'est que le pétrole se trouve soumis à une très grande pression à l'intérieur du sol, pression due surtout aux hydrocarbures gazeux dont il est partout accompagné et qui causent les jaillissements.

Tout plissement du sol postérieur au dépôt du pétrole dans une couche perméable quelconque a provoqué un équilibre moléculaire instable par la compression qu'il a exercée sur la masse liquide; et en même temps cette compression a dû produire, par le frottement des couches, de la chaleur qui à son tour a contribué à la formation de gaz en plus grande abondance.

Par suite de ces phénomènes le pétrole a gagné une force ascensionnelle plus grande et c'est à cela que nous devons ce phénomène de le rencontrer répandu jusque dans les couches de la formation la plus récente au point de vue géologique.

Il résulte donc que par suite de ce complexe de phénomènes le pétrole et les hydrocarbures en général se trouvent répandus dans la terre sous deux formes différentes, phénomène qui d'ailleurs les rend comparables aux sources thermales, à savoir:

1° Dans la fracture même par laquelle il s'est élevé. C'est le cas des sources à grande production.

2° Cette élévation ayant dû cesser depuis longtemps, soit parce que les fractures elles-mêmes ont été fermées, soit pour d'autres causes, on trouve le pétrole dans les couches perméables qu'il a rencontrées en s'élevant et dans lesquelles il s'est répandu après avoir cessé de s'élever. C'est le cas des sources à débit normal et plus ou moins régulier.

Nous allons donc examiner les conséquences de cet état de choses, afin de voir si nous pouvons tirer des conclusions pratiques, pouvant venir en aide d'une façon efficace au progrès de l'industrie du pétrole.

Le pétrole se rencontrant dans toutes les formations, c'est-à-dire indifféremment de l'âge géologique auquel la formation appartient, il est certain qu'on ne peut résoudre par de simples investigations géologiques ni son âge, ni sa manière d'être au sein de la terre, encore moins peut-on déduire quelle a été son origine.

Nous ne pouvons et ne nous ne devons donc pas dire pétrole pontien, pétrole oligocénique ou méotique, parce que cela n'est pas réel.

Le problème est beaucoup plus complexe et demande des études spéciales non seulement pour chaque pays, mais encore pour chaque région pétrolifère, et nous devons chercher à déduire les circonstances spéciales locales qui ont pu faciliter et influencer l'arrivée et la distribution du pétrole dans les couches dans lesquelles nous le trouvons.

Le fait que le pétrole se trouve localisé dans des régions plissées, indifféremment de leur âge géologique, a amené comme conclusion que là où nous rencontrons le pétrole il n'est pas sur place.

Quel est son gisement d'origine? Cela ne peut non plus être reconnu par des investigations géologiques, aussi complètes qu'elles soient, car ces investigations pour être justes doivent se baser sur des remarques de fait, c'est-à-dire sur les preuves-

tirées de travaux pratiques, sondages, puits, etc. Or, or est bien loin d'avoir été à la recherche du pétrole aussi profondément dans la terre que l'exige la résolution d'un problème si compliqué.

Si l'on est allé chez nous, par exemple, dans des sondages récents et pour des causes tout à fait étrangères à la recherche du pétrole, jusqu'à des profondeurs de 700 ou 800 mètres dans certains endroits qui ne se trouvaient pas dans des régions plissées, on ne doit pas oublier que dans les régions plissées, dans le voisinage des chaînes de montagne, là où les fractures ont pu par conséquent se produire et par suite aussi la venue, la migration du pétrole a pu avoir lieu, on est allé à la recherche du pétrole à des profondeurs au moins aussi considérables, plus de 800 mètres à Poiana-Vrăjitoarea, plus de 600 mètres à Moreni-Bana. N'oublions pas non plus que dans la région plissée de Boryslaw on va chercher le pétrole à des profondeurs allant parfois au delà de 1000 mètres. Le problème est donc loin d'être résolu par cette considération; et ce n'est pas basé sur les résultats des travaux exécutés jusqu'ici que l'on peut tirer des conclusions au sujet du gisement primaire du pétrole dans une région déterminée.

A fortiori peut-on encore moins conclure sur l'origine du pétrole par des considérations purement géologiques. Ce que j'ai dit pour la géologie s'applique également à la chimie, qui elle aussi cherche à résoudre seule, sans l'aide d'autres connaissances, la question de l'origine du pétrole.

L'observation attentive des faits réels constatés par les techniciens du pétrole peut cependant nous frayer des voies nouvelles d'investigation. C'est l'observation d'un de ces faits que je vais vous exposer brièvement.

Par les travaux exécutés par moi à Moreni j'ai constaté les faits suivants: 1) que la direction de l'anticlinal théorique n'est pas l'indication nécessaire à suivre pour chercher le pétrole. Voici, en effet, quelle a été la direction qu'on aurait dû suivre, direction indiquée par M. HÖFFER et qui correspond à la direction de l'anticlinal théorique, et voici ce que les travaux et l'observation attentive des faits a mis en évidence.

Sur la planche, vous voyez que le pétrole se trouve répandu dans une zone ayant la direction marquée en hachures, tandis que la direction de l'anticlinal théorique est marquée par une

ligne. Dans toute la zone hachurée le pétrole se trouve répandu dans une couche de sable, ayant une allure et une épaisseur variables, mais le niveau du pétrole reste tout de même à peu près 230—260 mètres au-dessous du sol. En sortant de cette zone (marquée en hachures) les sondes rencontrent le pétrole à une profondeur variant entre 485 et 500 mètres, mais dans le même sable, identique à celui de la zone hachurée. Il s'ensuit que nous avons pu déterminer, par les travaux pratiques que nous avons exécutés, l'existence d'une faille dont la direction est nettement déterminée et qui a rejeté les couches à une profondeur de 280—300 mètres plus bas que leur profondeur normale.

De plus, cette zone étant excessivement riche en pétrole et les sondes, qui sont arrivées au pétrole au delà de la faille à 485—500 mètres de profondeur, se trouvant être aussi riches que celles qui ont rencontré le pétrole à 235—240 mètres et le pétrole se trouvant dans le même sable, j'en conclus que nous nous trouvons ici dans une zone très fracturée.

\* \* \*

**Conclusions.** La faille ainsi déterminée, de même que la grande zone de fractures remarquée, nous conduisent aux conclusions suivantes:

1. Le pétrole à Moreni est venu imprégner les couches pontiennes à une époque très récente. Les mouvements post-pontiens ont déterminé des fractures et des failles, et même des phénomènes de brisement très appréciables, grâce auxquels, d'un côté, le pétrole a pu se répandre dans les couches pontiennes perméables, couches qui parfois atteignent une épaisseur de plus de 40 mètres (sonde 14); d'un autre côté, les massifs de sel voisins aidant, nous avons à constater dans la formation salifère immédiatement voisine l'absence complète de pétrole. Mais cela ne veut rien dire, et il se peut très bien que sous le pontien, et précisément dans la zone plissée et fracturée que j'ai indiquée, le salifère se montre riche en pétrole.

2. S'il en est ainsi en ce qui concerne le salifère, pourquoi sous le salifère n'y aurait-il pas de pétrole? Et pourquoi nous arrêter avec la conception seulement au salifère et le considérer comme gisement d'origine, si nos travaux d'explorations et de recherches ne nous ont pas encore permis de voir plus profondément?

Et comment, par suite, tirer des conclusions d'origine basées sur des résultats pratiques d'une si faible portée ?

3. Si donc théoriquement nous devons nous guider sur les anticlinaux pour la recherche du pétrole, la marche à suivre dans nos investigations doit nous être indiquée par la coordination des résultats pratiques et la mise à contribution de tous les phénomènes de tectonique que nous pouvons constater.

4. Le pétrole est venu dans les couches dans lesquelles nous le rencontrons, indifféremment de leur âge géologique, par des fractures postérieures à l'âge du dépôt des couches ; ces fractures peuvent se superposer, s'entrecroiser et par suite nous aurons pour le pétrole le même phénomène que nous constatons pour l'ozokérite, à savoir abondance de pétrole, jaillissement, etc. là, où plusieurs fractures se rencontrent, production tranquille et régulière quand nous arrivons avec nos sondes dans les couches simplement imbibées.

Ces fractures ayant pu se produire à diverses époques géologiques, nous pouvons conclure qu'en profondeur nous rencontrerons avec certitude des zones fracturées au moins aussi importantes que celles dont nous profitons pour obtenir le pétrole des couches de formation plus récente. Don: le pétrole ne peut et ne doit pas être classé en néogène et paléogène et encore moins pouvons-nous conclure à un âge du pétrole roumain allant jusqu'au salifère miocénique.

De sa manière d'être dans le sous-sol de notre pays, nous ne pouvons tirer aucune conclusion en ce qui concerne l'origine du pétrole. Voici, par exemple, Moreni, Băicoi, Țința: le pétrole s'y trouve en contact immédiat avec les couches de lignite.

Il n'en est pas de même des autres régions pétrolifères de notre pays, où si le lignite se trouve dans le voisinage d'une région pétrolifère il n'est pas dans le voisinage d'une couche pétrolifère.

Nous ne pouvons tirer aucune conclusion vraiment scientifique sur l'origine du pétrole et nous devons encore moins le classer géologiquement et lui attribuer un âge suivant les formations dans lesquelles nous le rencontrons. Le pétrole est d'un âge certainement de beaucoup plus ancien que la formation salifère miocénique. Tout au plus pourrions-nous admettre que les phénomènes de soulèvement et d'affaissement, qui ont provoqué et

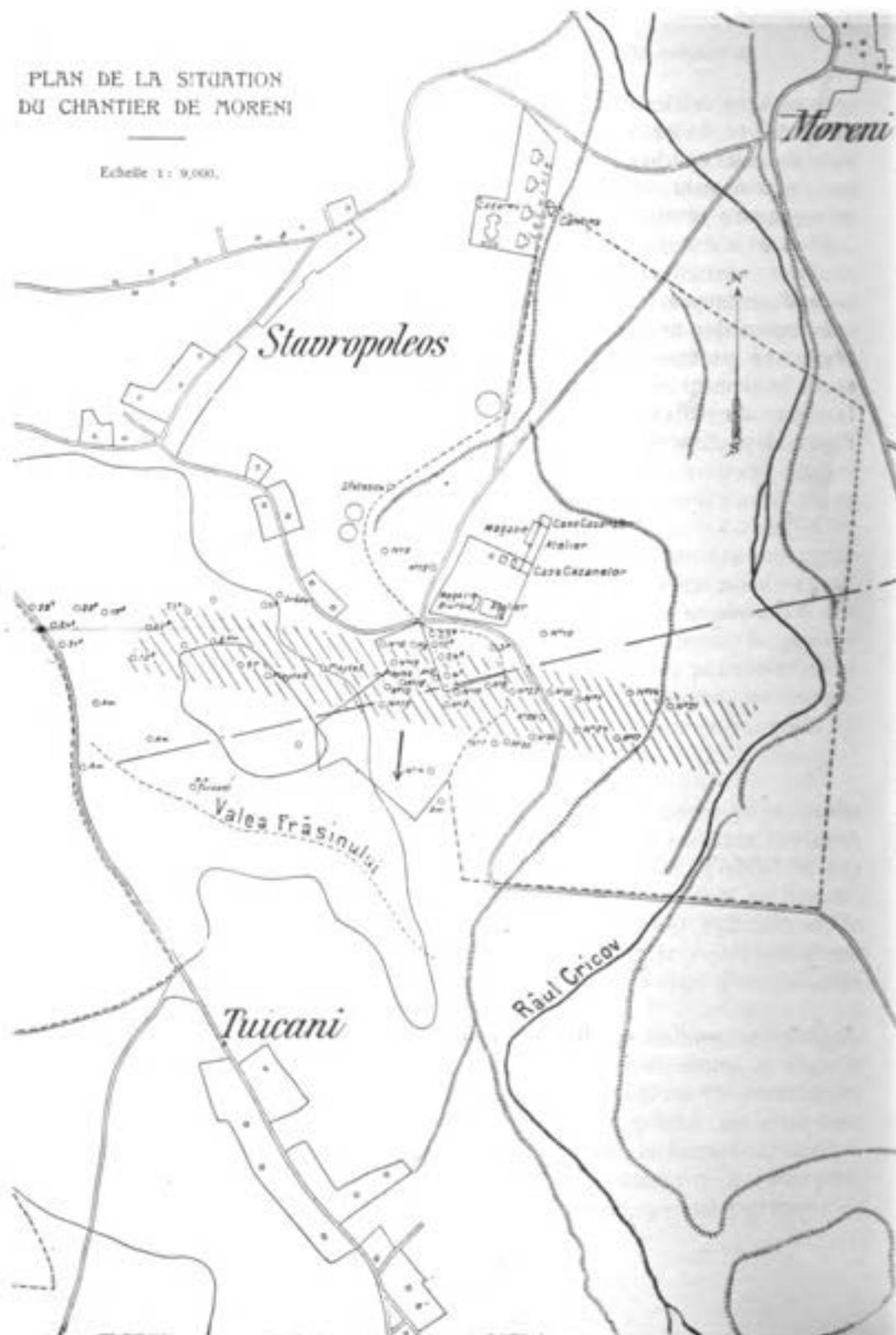
accompagné le dépôt des massifs de sel chez nous, sont cause de l'arrivée du pétrole dans les couches salifères d'abord, ensuite dans les couches plus récentes, suivant les grandes fractures qui certainement se sont produites à cette époque de grands mouvements terrestres; mais son âge est beaucoup plus ancien.

Mon avis est que nous devons attendre pour tirer des conclusions scientifiques, que l'organisation des exploitations soit faite d'une manière aussi complète que possible, afin que les remarques des techniciens, scientifiquement faites, pour chaque région en particulier, puissent ensuite être coordonnées. C'est alors seulement que nous pourrons tirer des conclusions sur l'origine du pétrole, quand nous connaîtrons mieux sa manière d'être dans l'intérieur de la terre.

---

PLAN DE LA SITUATION  
DU CHANTIER DE MORENI

Echelle 1 : 9,000.



## NOTES ON THE IRREGULAR DISTRIBUTION OF PETROLEUM

BY

A. BEFBY THOMPSON

---

The irregular distribution of petroleum, in strata of a definite area and of an identical horizon, has been the subject of much discussion amongst scientists, and many explanations have been advanced for mysterious phenomena surrounding the subterranean distribution and underground movements of petroleum and gas. The accompanying notes constitute some deductions following close investigations in several oil fields with which the writer has professional acquaintance.

There are few oil fields where a regular almost unbroken series of geological strata continue for long distances, and where at almost any point a definite depth may be fixed with certainty for striking petroleum in fairly regular quantities. Some of the oil-bearing limestones of North America, where anticlinal structure is absent, do continue with great regularity over large areas; but the majority of oil fields display those erratic features, which are the source of so much pleasure or despondency, as the case may be, to operators in most European oil fields.

Oil fields usually follow the course of more or less well defined anticlines, the anticlinal structure transmitted to the beds being, generally, the determining factor in the production of the field, partly from bringing the oil bearing strata within a workable depth of the surface and partly from causing a concentration of petroleum and gas along the crests. In many oil fields the anticlines are exceedingly sharp, leaving only a narrow strip of ground along which the oil sources may be inter-

cepted at a profitable depth, whilst in other fields a sufficiently extended crest has been formed to permit remunerative drilling over a wide area. At times a secondary series of earth movements, resulting from forces acting in a different direction, has caused a series of anticlines to cross the primary at an angle, oil and gas having been concentrated.

There is no intention of dealing with the well known effect of anticlinal structure on the distribution of petroleum, but rather with subsidiary structure which is probably responsible of so much concern to oil producers in most petroleum fields.

Nearly every oil producer has observed numerous examples of single phenomenally large producing wells, located amidst other wells which have proved non-productive, or only slightly productive, although to sunk the same depth or much deeper and in the same manner as to the large producer. An explanation is simple in some cases where a high column of unexcluded overhead water has disguised the identity of the stratum and excluded the gas and oil from entering the well, until the total exclusion of the oil had been completed by the insertion of casing, but in other cases no such obvious conclusion is possible and stratigraphical causes must be sought for the phenomena.

It is in the Russian oil fields that the greatest variations in the productivity of neighbouring wells have been noticed. In the Baku oil fields it is no uncommon occurrence for one well to yield nothing or a barely remunerative production of say 5 to 10 tons of oil daily, only a few yards from a well from which 500 to 1000 tons and more are daily obtained, even although the same horizon has been penetrated by both wells and similar oil sand reached. In Roumania and Galicia the same peculiarity is common, although not on such a great scale as in Russia, where isolated wells have yielded 15,000 tons of oil daily.

Such enormous fluctuations of yield between wells separated by but a stone's throw, call for some extraordinary explanation for it is quite evident that where the oil sources are homogenous unbroken and of but slightly differing thickness, such variations would be impossible. From recent investigations the writer attributes these fluctuating characters of wells to three principal causes, viz :

1. Faulting and common fissuring.
2. Local variation in composition of strata.
3. False bedding.

The study of subterranean movements of water are instructive, but in that case hydrostatic forces alone usually come into play, and there is no gas pressure to be considered as there is in oil, still the effect of faults and fissures on the distribution of water is well understood in water supply work.

Where severe folding movements have thrust upwards ridges of strata, considerable dislocation has generally resulted, especially where the beds were hard and compact and not of a yielding character. Whilst clays and marls readily respond to a deflection without often sustaining much dislocation, sandstones and limestones would be fractured causing fissures that would be transmitted to intermediate beds of softer material. Faults of varying throw are usually an inevitable sequel to such severe strains as the strata of most anticlines have been subjected in their formation, and these lines of weakness in conjunction with the fissures have an important connection with the movements of gas and oil, when high pressures come into force.

An examination of almost any series of oil rocks exhibits both faulting and fissuring. In the barren valleys around the Baku oil fields, sections of the oil series shew these features, and on the cliffs overlooking the Bibi-Eibad valley faults of fifty feet throw have been located. In other parts of the Caucasus, where oil-bearing series of rocks are exposed, the same features are observable, and in Peru where some of the finest geological sections in the world are visible, innumerable lines of fault can be traced traversing the extensive oil-bearing Tertiaries of that country. Similarly, excellent views of such fissures may be seen in the oil sands of Trinidad and Barbados, especially in coats sections in the former Island. Sometimes the fissures shew a sharp cut and close contact, whilst in other cases the lines of fissure have been filled with disintegrated material or solidified petroleum products (bitumen). Occasionally a series of mud volcanoes or asphalt cones indicate a line of open fracture from whence petroleum gases issue often accompanied by some oil.

The prevalence of both kinds of fissures have not only been

noticed by the writer in sections of oil-bearing formations but their influences upon the production of wells noted in several widely separated fields.

The effect of fissuring would not be of so great importance to a fluid unaccompanied by gas, but under the influence of high gas pressures and especially the intense subterranean excitement that follows the penetration of oil sources, these fissures represent lines of weakness which become attacked, just as they frequently do on the surface of the ground by atmospheric agencies when unprotected by surface deposits.

In the Russian oil fields extremely high gas pressures are encountered and sometimes thousands of tons of sand, rock and fragments of clay are daily dislodged from the surrounding strata and ejected from spouting wells. These great producers have often been the sequence of a trial bailing or have followed a cementation where there was no trace of oil sand prior to the appearance of the oil, and one can only surmise that oil has either broken in from a neighbouring source or has found its way into the well by means of a fissure in the strata communicating with an oil sand in the proximity. A great deal of evidence has been collected in recent years which appears to indicate a predominance of the latter cause. One of the most remarkable wells in the Baku oil field, that yielded no less than 30,000 tons of oil in about 5 years, was eventually taken in hand for repairs as a result of damage and partial exhaustion. The well had been sunk on a plot where there were two well-known strata of oil sand separated by beds of clay at 1400 and 1500 feet from both of which sources several wells were drawing supplies of oil near by. The abnormally prolific well had been completed in the 1400 ft. stratum, but when six years later the repairs were undertaken the depth of the well was found to be nearly 1500 feet deep, proving that a connection had been established between the two sources and consequently accounting for the extraordinary production. In this example the boring had probably either penetrated or nearly established communication with a fissure crossing the two oil sources which became so opened up by the gas and agitation of the ground during the period of flowing, that not only was direct communication completed, but a cavern formed of sufficient size to allow the casing to slip down nearly 100 feet.

A Baku well drilled under the writer's immediate supervision entered dry clay, devoid of oil indications, but yielded, on exclusion of the overhead surface water by a cementation, not less than 100,000 tons of oil in a year, and many thousands of tons of sand unlike any struck during boring. Three other wells drilled to equal depths within 20 yards, 30 yards and 60 yards respectively failed to give remunerative productions of oil near the same depth, although one well was sunk prior to the highly productive one. In such a case one can only surmise the occurrence of a fault fissure, along which oil from one or more sources of a different depth finds admission to the well. In another example under the writer's observation fishing operations were suspended after a year's attempts to recover some lost tools, and on a bailing being undertaken to remove a collection of oil which was supposed to have soaked into the well, a fountain developed periodically for months, during which time thousands of tons of sand were ejected unlike any found, during drilling. On undertaking repairs to damaged casing twelve months later, no trace of the lost tools, upon which so much time had been wasted, was found, although the well was deepened to a lower source.

In Bibi-Eibad a number of wonderful producers were found to be located along a line of fault, which extended to the hills behind where it could be detected and its throw ascertained by direct measurement. So much importance was attributed to this discovery that wells were located with a fixed intention of striking this ofault line at a considerable depth.

Naturally it is only very rarely, that the strata are exposed sufficiently to enable such features to be located, as most regions have superficial alluvium deposits which conceal such data.

On the Negritos oil fields in Northern Peru, where the oil beds can be traced on the surface of the ground over an area of fifty square miles, the writer located a number of faults, whilst over an area of about four square miles, where over 250 wells have been drilled, ranging from a depth of 500 to 2000 feet, the adverse influence of faults was proved, although curiously the greatest producer, ever struck on that fields, was an exception and proved to be on a line of fault. On the Peruvian fields actual demonstration shewed that in nearly all cases the proximity of faults was injurious and almost fatal to the success,

of a well, and a number of dry wells and small producers were eventually proved to be in close proximity to lines of fault which stretched across the country. In this example the strata bordering on the large faults were much disturbed and there is little doubt that in the majority of cases these fissures have resulted in the escape of much oil and gas in their vicinity rendering the beds barren. There is a wide difference between the Russian and Peruvian strata, for whilst the former are generally loose sands with high gas pressures, the latter are hard compact sands, the oil, from which yields but a trace of sand on pumping, whilst the gas pressures are low.

It will thus be seen from the preceding remarks that faulting and fissuring of strata do play an important part in the distribution of petroleum; and whilst in some cases the faults may prove advantageous, in others their effect is decidedly injurious.

The benefits derived from producing artificial fissures in oil-bearing strata are fully realised in some of the American fields, where the oil-bearing rocks are hard, and charges of nitroglycerine and other explosives are fired in wells to induce an increased flow of oil. Periodical renewal of these explosions usually causes an additional temporary influx of oil owing to the production of further fissuring. In most oil fields the strata is so spongy, that the discharge of large quantities of explosives produces no practical result, the evolved gases simply dissipating into the surrounding ground, but where high gas pressures are encountered the excitement set up by the discharge of so much oil, gas and sand, produces a somewhat similar result but more effective in the particular soft strata pertaining. The writer in 1902 made some interesting experiments with explosives in the Baku oil fields, but although as much as 60 lbs. of dynamite were exploded in wells no benefit was derived.

The artificial introduction of large volumes of oil into a well has at times been marked with notable results. In the year 1902 a big flowing well on the Bibi-Eibad field yielded so much petroleum that not only were the pumps inadequate to remove the oil, but all storage accommodation became filled, and the oil flowed over the neighbouring properties. When the oil reached a certain level it commenced to flow down an abandoned well, on one of the adjoining estates, with the result that after a while this oil well developed into a fountain and flowed for se-

veral days, during which time much more oil was ejected than had flowed into the borehole. This was an evident case of new undrained strata being opened up by the underground agitation and excitement set up by the admission of great volumes of liquid; petroleum beds being opened up which had never been in touch with the well and but for this unusual agitation would never have been in communication with the well.

The writer made the following comments when dealing with the subject in a publication in 1903:

„When, in the Baku district, a fountain is flowing, the disturbance created in the oil stratum must be terrific, for the surface of the ground quivers for a radius of a quarter of a mile, and the noise produced by the violently expelled oil, gas and sand can be heard for miles. It may be impossible to accurately describe the subterranean movements at such moments, but a little consideration will inevitably lead one to construct a mental picture of the kind of active changes taking place a thousand or more feet below the surface“.

„It is not improbable that the larger fountains in the Baku oil fields are partly due to the excitement or reaction occasioned by a flow of oil. At first, oil steadily overflows the casing, through supersaturation with gas; but immediately the heavy column of liquid is partly expelled, and a large part of the resistance removed, a violent rush of gas, carrying with it, oil and sand, occurs towards the shol of the tubes, with the result that exit is suddenly closed, and a violent check is momentarily imparted to the moving mass in the earth. For an instant the slow movement of a solid plug in the tubes prevents further admission to the tube; but as the upper pressure is still more relieved, and the pressure of gas below rises, the temporary resistance of the sand-plug is overcome, and the mass is ejected with terrific impetuosity up the tube. The sudden relief of pressure thus afforded causes another inrush of sand, and the action just described is repeated. There is, in fact, a constant water-hammer action going on in the sand stratum, which probably plays no small part in opening up oil ground for a considerable area around the bore-hole, an area that would, but for this «excitement», remain unaffected“.

In relation to the subject of the distribution of oil it might be mentioned that much valuable information has been obtained from

examinations of native bitumen mines in Russia, Barbados and Trinidad. The native bitumens that are actively worked in many districts consist, almost exclusively, of the heavier products of petroleum which have risen from deeper oil sources and filled fissures in the superincumbent beds. These native bitumens are almost exclusively intrusive, and the veins in which they occur constitute an accurate and permanent record of the fissuring the containing beds sustained during earth movements.

During the last few years the writer has examined a number of bitumen mines in the neighbourhood of oil fields in different parts of the World, and the information afforded by such reliable records of subterranean fissuring has led to a far better understanding of the conditions which doubtless exist in many oil fields. The fissures from which the solid or semi-solid bitumens are extracted run in a direction that bears some rough relation to the strike, but the veins take no definite direction but follow irregular courses. The veins of bitumen only occasionally take the course of stratification and are usually found in highly inclined strata where severe flexuring has been in operation. In only one case under the writer's observation was the strata of a character that would allow of its dissolution by water, the crevices being evidently true structural fissures or lines of faults. The large worked veins of native bitumens usually occur in clays, and in such strata fissures are to be observed which steadily open up from a few inches in width to several feet, whilst intricate subsidiary folding often opens up a pocket which contains hundreds of tons of bitumen. One vein in the Visto Bella Mine of Trinidad widens to a lenticular pocket 30 feet wide.

Whilst fault fissures may act as important media for the underground movements of oil, and under great excitement become opened up to crevices of considerable dimensions, it will be understood that they are sure to become most dangerous channels for the admission of water to the oil sources after the partial exhaustion of the beds and the diminution of the gas pressure. This has actually proved to be the case in the Russian oil fields, where all methods of water exclusion have failed in the neighbourhood of many great producers, solely because the water has not gained admission by wells but through opened up fault and their fissures which extend to water-bearing beds. Many deep

wells sunk under the writer's supervision into partially exhausted ground on the borders of formerly large producing properties have been quite free from water when completed, but after a brief period of hailing, water, admitted to the strata from adjoining properties, broke in and flooded the wells.

Another cause for the unequal distribution of oil is without doubt the formation of channels (which may possibly follow lines of fracture) of low resistance through the sands from which a big producer has drawn large supplies of petroleum. An old isolated well will often continue to yield a remunerative production of oil in an almost exhausted area, when new wells sunk in the neighbourhood and penetrating the same source, will yield practically nothing. This appears to be due to the above named production of channels formed when high pressures existed and communicated with the well in all directions. A new well unless striking one of the main arteries will yield little oil in such exhausted ground, as the oil courses cannot be readily diverted after the gas pressures have diminished to zero. As an example a case could be mentioned where several new wells sunk in a nearly exhausted area failed to yield anything but a mere trace of oil when sunk into an oil stratum, but an old well cleaned out to the original depth gave a production of 40 tons daily.

Another well-known peculiarity which largely influences the distribution of petroleum in oil strata is the curious change, an arenaceous stratum undergoes from hard unimpregnated or slightly oil permeated rock to a loose productive oil sand. The writer has had many examples of this change under his immediate notice in the Baku oil fields and has at times collected interesting statistics regarding this effect on the productivity of wells. In one case out of several under careful observation exemplifying this characteristic, two wells, located within a short distance of one another, penetrated the suspected stratum at the estimated depth, but in one case the oil sand was of a loose flowing description, which was raised with the oil in great quantities whilst the second well penetrated a hard sandstone, through which the oil issued slowly along fissures, unaccompanied by anything but a trace of sand.

The characters of the wells were totally different. The well sunk in loose sand yielded much gas, had a high and fluctuating

level of liquid, shewed a tendency to flow when bailed and formed big plugs of sand at intervals that required clearing with sand pumps. The well in hard rock did not yield such volumes of gas, could be bailed almost dry in a few hours and yielded no sand plugs, although periodical cleaning with a sand pump led to the recovery of a large number of fragments of hard sandstone which had become detached from the stratum. In each case the sand was identical, the rock being simply a consolidation of the sand by impregnation with carbonate of lime which had acted as a cementing material, and the dissolution of the lime by dilute hydrochloric acid led to the crumbling away of the rock and the production of a sand similar to that found in the first-named well. The interesting problem of whether the oil has caused the dissolution of the carbonate of lime in some parts and not in others, or whether carbonate of lime has hardened some parts of the sand and not the other is a scientific problem which will not be touched on here, but the wellknown phenomenon in the Baku oilfields is not confined to those fields, for the writer observed the same feature when investigating the oil fields of Peru in the springs of 1906 and 1907.

In examining some outcrops of strata on the Negritos oil fields in Peru, sections were found on the slides of hills, where oil impregnated soft sand strata, about six feet thick, gradually changed into dry calcareous sandstone, without any trace of petroleum.

The oil bearing sands which are held together by impregnation with petroleum are so friable, that they can be crushed with ease, whilst the unimpregnated calcareous sandstone, but a few yards further along the bed, is intensely hard and can scarcely be fractured by blows from a geological hammer.

It will be seen from the above how wells may be sunk in the vicinity of prolific oil sand with only poor or negative results, and under such circumstances as those described, it is only where the strata are fractured or are split by fissures that oil is admitted to wells, which penetrate the unproductive portions of beds of a well-known and often far-extending oil horizon. These lateral variations of sands are a prominent feature of some districts of the Baku oil fields where the hard variety of stratum predominates, and whilst great producers are rare in such areas,

drilling is easy and the casing suffers far less damage as a result of the absence of loose flowing sands. The prevalence of the hard sandstone is shown by the frequency with which boulders and nodules of the sandstone are ejected from flowing wells on raised from bailing wells, and when repairs are undertaken to Baku wells, it is not uncommon to raise many tons of fragments and sandstone nodules which have accumulated around the base of the well.

A sample of the Baku calcareous sandstone gave the following percentage composition on analysis.

Sodium Chloride . . . . .	0.247 %
Sodium Sulphate . . . . .	0.580 "
Sodium Carbonate . . . . .	1.436 "
Calcium Phosphate . . . . .	0.306 "
Calcium Carbonate . . . . .	30.627 "
Magnesium Carbonate . . . . .	1.510 "
Iron (sulphide) . . . . .	2.542 "
Sand (with some iron pyrites) . .	63.164 "

False bedding is a common characteristic of petroleum bearing sands and the writer has observed examples of this peculiarity in a number of sections. Where sands are subject to strong and varying currents, such as false-bedding indicates, considerable differences in the thickness of beds may be anticipated. This structure where present has a very decided influence on the distribution of petroleum as the sands of a particular horizon vary greatly in thickness and may even thin out and disappear for a distance only to thicken again further along. The lenticular structure is very pronounced in the Baku Oil fields where rapid alternations of sand and clay and occasional thick deposits of sand are to be found. There is no doubt that this characteristic is often responsible for the fluctuating production of oil wells; those wells penetrating the thicker portions of the sands, yielding larger productions than those entering the sands where they are thin. On the Baku fields an oil sand at a well-known horizon will be entirely pierced in ten feet whilst in another position the same horizon contains forty to fifty feet of sand. Faulting alone could not account for the frequent differences in thickness of the oil sands as in the Baku oil fields many hundreds

of wells have been drilled in such a small area that a sand of any regular thickness would be easily recognisable over a wide area. Whilst well-known horizons are known there has never been any sand of definite thickness located in the Baku oil fields over any considerable area.

On the coast sections in Trinidad the writer saw excellent sections of oil-bearing sands from four feet to fifty feet in thickness and in each case false bedding was a prominent feature clearly exhibited by slight variations of colour or contamination with impure matter along the lines of bedding.



ÜBER WASSERVERHÄLTNISSE UND  
WASSERFÜHRENDE SCHICHTEN  
DES  
APSHERONEN ÖLGEBIETS  
VON  
ALEXANDER BENCKENDORFF.

---

Die folgenden Zeilen sind die Resultate von Beobachtungen und Bohrunen während der Jahre 1893—1907 in Balacany auf der XII. und XVII. Gruppe und den Parzellen 2<sup>B</sup>. und 4<sup>B</sup>. Diese Ländereien befinden sich auf dem südlichen Schenkel der Antiklinale von Balachany-Sabuntschi-Romany, fast an der westlichen Grenze des exploitierten Gebiets.

Hier wurden vier Wasserhorizonte konstatiert, die in der nord-östlichen Ecke der XVII-ten Gruppe ungefähr in einer Tiefe von 146<sup>m</sup>, 230<sup>m</sup>, 278<sup>m</sup> und 330<sup>m</sup>—430<sup>m</sup> liegen. Das Wasser der ersten Schicht enthält circa 13° Salz (nach Beaumé); in der zweiten hat es ungefähr 5° Salz, in der dritten circa 3°. Das Wasser der vierten ist wahrscheinlich noch weniger salzig. Die genannten Zahlen des Salzgehalts sind nur approximativ, da es recht schwer ist, in einem Bohrturm ungemischtes Wasser von einer bestimmten Schicht beim Bohren auf Öl zu bekommen.

Es wurde aber bestimmt erwiesen, dass das erste Wasser einen Salzgehalt von 13° hat, und dass die folgenden Schichten immer weniger salziges Wasser führen.

Ausserdem findet sich auf den Parzellen 2<sup>B</sup>. und 4<sup>B</sup>. noch eine wasserführende Schicht, welche auf der XVII-ten Gruppe gar nicht vorhanden, wegerodiert, ist (1). Diese Schicht kommt an die Oberfläche in dem nordwestlichen Teil der Parzelle 2<sup>B</sup>, wo sie das Legen von Fundamenten sehr erschwert.

---

(1) Das Fallen der Schichten ist nach Südost, von der XVII. Gruppe nach den Parzellen 2<sup>B</sup>. und 4<sup>B</sup>.

In den siebziger und achtziger Jahren, so lange der Gasdruck in den Ölschichten stark war, brauchte man sich gar nicht um das Wasser zu kümmern; man ging einfach so tief wie möglich und bekam öfters ölspringende Bohrungen unter dem ersten, zweiten oder dritten Wasser. So zum Beispiel förderte der Bohrturm No. 4 auf der XVII-ten Gruppe im Jahre 1888 mehr als 30.000.000 Kilogramm Erdöl aus den Schichten zwischen dem zweiten und dritten Wasser, ohne dass überhaupt an ein Verdecken des Wassers gedacht wurde. In jener Zeit der raubartigen Exploitation trachtete man leider nur, seine Nachbarn an Tiefe zu überflügeln. Das dauerte nicht lange, und schon anfangs der neunziger Jahre sank der Gasdruck auf der XVII-ten Gruppe sehr stark und von da an musste eine richtige Verdeckung des Wassers eingeführt werden. Eigentlich erst von dieser Zeit an hatte man überhaupt die Möglichkeit, die wasserführenden Schichten beim Bohren richtig zu erkennen.

Die Orientierung wurde dadurch erschwert, dass das Fallen nicht konstant bleibt, sondern stetig wächst, wie es auch nicht anders auf einem Flügel einer Antiklinale sein kann.

Das Verdecken des oberen Wassers gelingt jetzt ganz leicht durch richtiges Eindrücken zweier Kolonnen von Röhren in wasserundurchlässige Tonschichten und geeignete Cementation des Raumes zwischen diesen Röhren. Dies Verfahren hat den Nachteil, dass die cementierten Röhren sehr schwer zu entfernen sind. Dieselben Dienste scheinen zwei Reihen sogenannter „amerikanischer“ wasserundurchlässiger Röhren zu tun, die in geeignete Tonschichten eingedrückt werden und nötigenfalls leicht entfernt werden können.

Das meiste Erdöl wurde auf der XVII-ten Gruppe aus den Sanden, die über dem ersten Wasser liegen, gefördert (fast 80% der ganzen Ausbeute); verhältnismässig wenig aus den Schichten zwischen dem ersten und zweiten, sowie zwischen dem zweiten und dritten Wasser; gar keines aus den Tiefen unter der vierten mächtigen Wasserschicht. Es gelang aber, zu konstatieren, dass unter dem vierten Wasser eine etwa 3<sup>m</sup> mächtige Mergelschicht liegt, unter der sich Sand mit einer schweren Naphta befindet. Dieses Öl wurde in zwei oder drei Bohrtürmen, die nördlicher stehen, eine Zeitlang ausgebeutet, aber ohne viel Erfolg, so viel mir bekannt ist. Der Grund davon ist in der Mächtigkeit des vierten Wassers und der Schwierigkeit, es zu

verdecken, zu suchen. In dem Bohrturm No. 28 auf der XVII-ten Gruppe wollte man dieses Wasser durch Eindrücken von Röhren in die liegende Mergelschicht verdecken, aber diese Schicht hielt den Druck des oberen Wassers nicht aus, brach unter dieser Last zusammen und riss die Röhren 5<sup>m</sup> tief mit sich fort.

Was die Wasserschichten selbst anbetrifft, so wurde folgende interessante Erscheinung wahrgenommen. In den Bohrtürmen No. 11, 21 und 36 blieben die Röhre in der ersten Wasserschicht oder etwas unter ihr stehen. Das Schöpfen gab in den Jahren 1893—1897 nur Wasser in kolossaler Menge. Die Ausbeute wurde einige Male in Angriff genommen, musste aber jedesmal wieder eingestellt werden, da die Bohrtürme nur Wasser gaben. Bis man im Jahre 1898 in einem dieser Bohrtürme bei einem neuen Versuch etwas Erdöl mit viel Wasser förderte. Der Versuch wurde fortgesetzt; das Quantum der Naphtha nahm allmählich zu. Jetzt begann man die beiden anderen ebenfalls zu exploitiern; ihre Ausbeute verbesserte sich stetig, und in den folgenden Jahren wurden sie fast zu den besten Bohrtürmen auf der siebzehnten Gruppe.

Diese Erscheinung wurde in noch vielen anderen Bohrlöchern verfolgt, und es wurde somit bewiesen, dass Wasser und Öl in den Schichten über dem zweiten Wasser im ganzen Bereich der XVII-ten Gruppe allmählich ein gemeinsames Reservoir gebildet haben, in welchem sie nicht nach den Schichten, sondern nach ihren specifischen Gewichten gesondert sind. Dies erstreckt sich nur bis zum zweiten Wasser und nicht tiefer, so dass einstweilen die Ölschichten unter dem zweiten Wasser noch nicht in diesen Prozess hineingezogen sind. Ebenso scheint die Parzelle 4<sup>B</sup> von dieser Erscheinung noch verschont zu sein. Es unterliegt aber keinem Zweifel, dass dieser durch die Exploitation der benachbarten Ölfelder hervorgerufene Prozess sich fortsetzen wird und die tieferliegenden Schichten, ebenso wie die südlicher gelegenen Parzellen in seinen Bereich einziehen muss. Eine Andeutung darauf scheinen die Salzverhältnisse des Wassers auf der Parzelle 4<sup>B</sup> zu geben. Denn im Jahre 1904 konnte man noch aus den unteren Schichten Wasser von einem 3—5gradigen Salzgehalt bekommen; jetzt dagegen liefern dieselben Schichten schwereres Wasser. Folglich scheint eine Mischung des unteren Wassers mit dem oberen anzufangen.

Die Grenze zwischen Öl und Wasser über dem zweiten Was-

ser ist jetzt eine horizontale Fläche, die jedes Jahr etwas tiefer sinkt. Um Öl aus diesen Tiefen zu bekommen, hat man nur in irgendeinen Sand, der noch Flüssigkeit enthält und höher als die Grenzfläche liegt, hineinzugehen; je näher man dieser Grenzfläche kommt, desto besser die Ausbeute, obwohl mehr Wasser mitgefördert wird; aber in diesem Fall ist das Wasser für die Lebensdauer des Bohrturmes nur nützlich, da sein Druck starkes Nachfallen des umgebenden Gesteins verhindert.

Unter der Grenzfläche dagegen findet man nur Wasser bis zu der unter der zweiten Wasserschicht liegenden Tonschicht. Will man dagegen tiefer bohren und die Schichten unter dem zweiten oder dritten Wasser ausbeuten, so muss man unbedingt zuerst dieses Wasser verdecken.

Es wäre natürlich wünschenswert, dass die wasserführenden Schichten in jedem neuen Ölgebiet aufgefunden und beim Bohren von Anfang an verdeckt würden. Aber in einem so alten und nicht rationell exploitierten Ölgebiete, wie dasjenige von Baku, kann dieser, wenn man sich so ausdrücken darf, Vermischungstprozess von Öl und Wasser nicht mehr aufgehalten werden, und so wie die Verhältnisse auf der siebzehnten Gruppe liegen, ist er nur nutzbringend.

Auf den südlicher gelegenen Parzellen bringt er einstweilen grossen Schaden (z. B. 2<sup>B</sup>); aber auch hier wird wahrscheinlich mit dem allgemeinen Fallen des Flüssigkeitsniveaus das Wasser in den oberen Schichten durch Öl verdrängt werden, wie es auf der siebzehnten Gruppe stattgefunden hat.

Die geschilderten Verhältnisse sind auf dem westlichen Teil des südlichen Flügels der Antiklinale von Balachany, Sabuntschi und Romany beobachtet worden; ich glaube aber dass sie für die übrigen Teile dieser Antiklinale im grossen und ganzen richtig sein werden, nur werden natürlich die angeführten Zahlen unter dem Einflusse der Lage der gegebenen Parzellen stark variieren.

## NOTE ON SALT WATER ASSOCIATED WITH PETROLEUM

BY  
ALFRED LANE

---

In the accumulation of petroleum in commercial quantities it is well understood that, too active a circulation and too great a disturbance of the strata, are unfavorable. It is also known, that in boring for petroleum, it is quite common to find beneath deposits of more or less saline waters. These saline waters, lying in a relatively undisturbed strata and separated from the surface not merely by impervious beds of clay and shale but by oil or gas, should be relatively free from circulation, and their salinity might well be supposed to be in large part that of the original ocean. This original ocean seems to have contained in the early times a relatively larger proportion of calcium chloride than at present, although as a whole it may have been less concentrated than now. This calcium chloride seems to have been slowly decomposed by incoming carbonates, with the precipitation of calcium-magnesium carbonate, leaving sodium and magnesium chloride to remain in solution. It seems possible, that one might date the strata by the chemical character of this salt water. I have been making a number of tests in this direction, and would feel very grateful to anyone who is exploiting such holes for petroleum, if samples of the salt water coming beneath, and especially analyses of the same, could be saved and sent me.

For the purpose of testing such waters, as well as testing oil or gas in a preliminary way, BAUSCH & LOMB, the well known instrument makers of Rochester, New-York, have made for me a total reflectometer after the same idea as the instrument devised by BERTRAND long ago, but somewhat modified. It is

convenient to the pocket and it is but a simple process to put a few drops of the substance in a little triangular trough for the purpose, and read its relative index of refraction, in this way determining the concentration of the salt solution or the gravity of an oil. The method is obviously only approximate, agreeing in this respect with the hydrometer in which no account of the temperature is taken.

---

# LES EAUX SOUTERRAINES DANS LES RÉGIONS PÉTROLIFÈRES

PAR  
CONST. HOISESCU

---

L'étude des eaux souterraines est d'autant plus importante pour l'exploitation de nos régions pétrolifères que nos gisements de pétrole se manifestent à des profondeurs (de 150 à 300 mètres) propres aux eaux souterraines et en arrivent souvent à se disputer la place.

Si, en Amérique et en Galicie, la question des eaux souterraines ne joue pas, dans l'exploitation pétrolifère, un rôle aussi important que chez nous, il faut en attribuer la cause au fait que dans ces contrées les gisements de pétrole se manifestent à des profondeurs beaucoup plus grandes et, la plupart du temps, inaccessibles aux eaux souterraines.

Chez nous les cas sont fréquents où d'excellentes sondes, d'une production journalière de quelques wagons, ont été inondées et abandonnées quelques jours après avoir touché la couche de pétrole; et si le rendement de certaines de nos régions pétrolifères baisse, il faut en attribuer la cause, la plupart du temps, soit aux circonstances naturelles non favorables de la disposition des couches d'eau par rapport à celles de pétrole, soit aux méthodes irrationnelles de fermeture des eaux rencontrées dans les couches supérieures.

Aujourd'hui, l'art des sondages est si développé qu'une sonde ne peut plus être abandonnée par suite d'accidents provoqués par la pression du terrain, la déformation des tubes ou la chute d'instruments dans le trou de la sonde, mais on n'a pas encore pu vaincre la difficulté des puissantes venues d'eau dans les sondes en pleine production.

C'est pourquoi j'ai cru qu'une étude plus développée sur les eaux souterraines, si elle n'apportait pas des avantages immédiats et des applications pratiques, au moins stimulera-t-elle peut-être quelques techniciens qui s'occupent de l'exploitation du pétrole en Roumanie et les orientera pour rassembler et coordonner toutes les observations et constatations sur cette question, en vue de sa résolution complète.

La manière d'être des eaux souterraines et leur circulation dans l'intérieur de la terre, bien que soumises à certains principes très simples, présentent toutefois une grande diversité, selon la nature et la disposition des différentes roches du sous-sol.

L'étude de cette manière d'être des eaux souterraines et les mouvements auxquels elles sont soumises, soit en descendant, soit en montant, est fort ingrate; en effet, même lorsqu'on connaît la disposition des massifs de roches, on ne peut connaître tous les détails, la disposition des fissures et des autres voies d'écoulement, qui sont cachés à des profondeurs plus ou moins grandes. Souvent nous en sommes réduits à des données vagues ou hypothétiques et seul un accident, comme, par exemple, une crevasse, un sondage, etc., pourrait éclaircir la question.

#### GÉNÉRALITÉS.

Il est établi que l'origine de toutes les eaux souterraines est atmosphérique: Pluie, neige, glaciers, etc. Une partie de ces eaux s'écoule à la surface du sol et forme les cours d'eaux; une autre partie s'évapore et se transforme en nuages; et une troisième partie, dont la quantité dépend de la nature plus ou moins perméable du terrain, s'infiltré dans l'intérieur du sol, imbibe les pores et toutes les fissures des roches, jusqu'à ce qu'elle rencontre une couche imperméable.

Le mouvement de l'eau dans les roches perméables est soumis à deux influences: la gravité, qui imprime à l'eau un mouvement de haut en bas, et l'adhésion ou l'attraction qu'exercent sur l'eau les parois des pores ou des fissures de roches et qui retiennent l'eau en s'opposant à la première influence.

Selon que l'une ou l'autre de ces deux forces primera, l'eau s'écoulera librement de haut en bas ou s'emmagasinera dans les terrains qu'elle parcourt.

Si les pores ou les interstices d'une roche offrent une cavité plus grande, il se trouve alors une petite surface d'adhésion pour un grand volume d'eau. La gravité vainc et le liquide descend. Le sable graniteux est en ce genre une roche caractéristique.

Si, au contraire, les vides, pores ou fissures sont de dimension capillaire, il se trouve alors une grande surface d'adhésion pour un petit volume d'eau; l'attraction moléculaire vainc, retient l'eau et même quelquefois la fait s'élever.

La capillarité peut élever l'eau au-dessus du niveau hydrostatique: pour les sables moyens, de 0,30 m.; pour les sables argileux, de 0,60 m.; pour les marnes sablonneuses, de 1,50 m. et beaucoup plus pour les calcaires et surtout pour la craie, qui est la roche caractéristique de ce genre.

La caractéristique extérieure des terrains imperméables est la suivante: Par suite de la grande résistance que rencontrent les eaux de pluie pour pénétrer dans le sol, elles s'écouleront à la surface en torrents puissants, qui formeront des ruisseaux et des cours d'eau rapides et nombreux, dont la hausse et la baisse de courte durée sont en étroite liaison avec la chute des pluies et, en temps de sécheresse sont soumises à l'assèchement. Le lit de ces torrents est profondément creusé dans le sol, présente des bords abrupts et, à la surface du terrain, on observe çà et là des parties de roches résistantes, des angles de roches à nu parce que les pluies ont nettoyé, découvert et mis à jour les parties non résistantes.

Dans les terrains perméables, au contraire, les ruisseaux sont plus grands mais plus rares et plus lents, leur cours est plus constant, car l'eau de pluie, étant absorbée dans l'intérieur du sol, forme, par sa lente infiltration, de grands réservoirs qui alimentent continuellement ces ruisseaux par des sources: leur lit est plus large, mais moins profond, et leurs bords sont plans et à peu près au niveau de l'eau.

La surface du sol n'est pas rongée par les pluies et ne présente pas de dépouillement et d'angles de roches proéminants et à nu.

La quantité des eaux souterraines d'une région, en dehors de la perméabilité du terrain et de l'abondance de la chute des pluies, dépend encore de la nature du terrain de culture, ainsi que de la configuration de sa surface.

Le recouvrement de la surface du sol de matières anorgani-

ques (pierres, sable, roches à structure graniteuse, etc.) influence favorablement la pénétration de l'eau et les terres à végétation abondante, qui retiennent l'eau et l'exposent à l'évaporation, ont sur cette pénétration une influence défavorable.

La configuration de la surface d'un terrain y joue aussi un rôle, en ce sens que les terrains très inclinés influencent défavorablement la pénétration des eaux, tandis que les terrains en forme de cuve l'influencent favorablement.

Toutes ces conditions, observées à la surface par un œil exercé et perspicace, pourront établir dorénavant avec une certaine probabilité si dans une région quelconque on rencontrera ou non des eaux en abondance.

Pour étudier le régime des eaux souterraines dans une région il nous faut encore connaître, en dehors de ces conditions extérieures, les conditions intérieures de la région, tels que : l'alternance des couches perméables et imperméables, le mode de stratification et de disposition des différents terrains, etc., données que l'on ne peut se procurer qu'au moyen de sondages.

**Roches imperméables et perméables de nos régions.**—Parmi les roches imperméables que l'on rencontre dans nos régions pétrolifères, nous pouvons citer au premier rang : l'argile, qui, bien qu'elle ne soit pas répandue à l'état pur, se manifeste çà et là dans les strates paléogènes, est cependant très répandue comme marne, étant mélangée de calcaire et se montrant dans tout le tertiaire de nos régions. L'imperméabilité de l'argile se maintient jusqu'à un degré, même quand elle est mélangée d'une certaine quantité de sable, de telle sorte que l'élément argileux forme un ciment qui relie les grains de sable entre eux : mais dans ce cas la masse n'a plus la plasticité de l'argile et peut facilement céder aux actions mécaniques, en obtenant des fissures et des crevasses qui augmentent la perméabilité de la masse.

Nous pouvons citer au 2-ème rang, comme roches imperméables les différents schistes argileux et marneux, à condition que les fissures qui les traversent et les interstices entre les schistes soient fins et disposés de telle sorte qu'ils ne laissent pas passer l'eau.

Au troisième rang viennent les grès compacts et surtout ceux à simentation siliceuse, que nous rencontrons souvent dans les couches oligocènes des terrains de notre pays.

Parmi les roches perméables nous énumérerons :

Le gravier et, plus fréquemment, les sables granulés, qui viennent en bancs puissants dans les couches néogènes de nos terrains. Le sable mélangé d'argile devient moins perméable, de même que le sable trop fin, qui ne laisse pas d'interstices entre ses grains.

Le grès est souvent très accessible à l'eau, surtout le grès à cimentation calcaire, qui est plus soumis aux fissures et aux morsures de l'eau que celui à cimentation siliceuse.

Nous pouvons encore compter parmi les roches perméables le calcaire friable et poreux, ainsi que les conglomérats non cimentés.

La perméabilité de certaines roches est due à leur non-porosité et aux fissures et crevasses qui les traversent (diaclasses), ainsi qu'aux cavités qui y existent éventuellement.

Ainsi les diaclasses du calcaire et des grès de tout âge passent des dimensions les plus petites jusqu'à celles de véritables fissures. La perméabilité de ces roches joue un grand rôle dans le régime des eaux souterraines de nos régions pétrolifères, parce que ces roches et surtout les grès, présentant une continuité plus grande et une différence que l'on peut facilement apprécier, établissent différents étages tectoniques, qui permettent au technicien en sondages de s'orienter.

Le facteur le plus important qui influence le régime des eaux souterraines d'une région quelconque est la tectonique, c'est-à-dire le genre de disposition des couches et plus spécialement l'existence des failles et des ruptures des couches.

Plus la tectonique d'une région sera calme et régulière, plus l'étude locale des eaux sera aisée. L'observation de l'alternance entre les couches perméables et imperméables nous conduira à peu près exactement à l'établissement des horizons d'eau, horizons qui, présentant une continuité et une régularité appréciables, peuvent être cartographiés et, par des travaux géodésiques, étendus à toute la région.

Les choses ne se passent pas ainsi pour les couches qui sont soumises à différentes dépressions : flexions brusques, transpercements de couches et surtout failles. Ces couches sont d'ailleurs les plus fréquentes dans les régions pétrolifères.

En ce cas, l'étude des horizons d'eau sera beaucoup plus li-

mitée. Ceux-ci varieront souvent à de très faibles distances, comme quantité et comme qualité.

Il serait difficile et absolument insuffisant de donner les règles pour étudier les eaux de ces terrains. Nous nous contenterons donc de quelques cas typiques :

Un horizon d'eau ayant à supporter, ainsi que son stratte perméable, une brusque flexion (fig. 1) pourra souvent être étiré, de sorte que l'horizon d'eau disparaisse de l'autre côté de la flexion, en laissant à sec la couche perméable, parce que, en même temps que la flexion provenant d'une pression interne, les couches imperméables qui présentent plus de solidité se sont rapprochées et ont fait disparaître la couche perméable. Il peut encore ar-

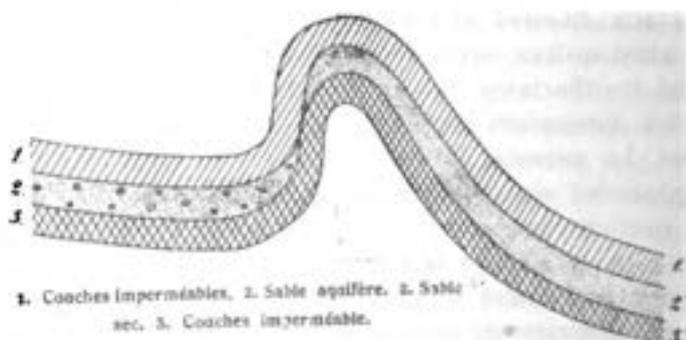


Fig. 1.

river dans ce cas que les couches imperméables supérieures et inférieures de la couche perméable, n'étant pas assez plastiques, se brisent et remplissent le volume de la couche perméable d'un débris imperméable.

De même une faille peut boucher un horizon d'eau par suite de l'interposition sur la ligne de glissement de la faille d'une couche imperméable sur le prolongement de la couche aquifère (fig. 2) et alors l'eau, n'ayant pas de communication plus loin, est arrêtée.

Ainsi, un cas semblable semble se présenter dans la vieille région pétrolifère de Boushtenari, où, dans la partie nord de la faille (E. O.) bien connue dans cette région, les terrains présentent des sables secs, qui permettaient déjà dans l'ancien temps l'exploitation des gisements de pétrole au moyen de puits à main ; et dans la partie sud de cette faille, où les gisements de pétrole n'étaient atteints par aucun puits à main, on a rencontré





en plus, elle en arrivera à être égale à la pression de la colonne d'eau qui oppresse la couche pétrolifère. Alors un équilibre s'établira entre ces deux forces.

De temps en temps les gaz bouillonnant sortiront encore à la surface de l'eau qui a de nouveau rempli le sondage, accompagnés de faibles quantités de pétrole formant au-dessus de la colonne d'eau une couche de pétrole qui reste la plupart du temps inconnue, car la cuiller s'enfonce plus bas dans la colonne d'eau et ne se remplit que d'eau pure. Petit à petit l'eau, par suite de sa pression colossale, pénètre aussi par les fissures dans le sable pétrolifère, repousse le pétrole de plus en plus loin du sondage et comprime les gaz qui y sont restés, jusqu'à ce que leur tension, croissant par suite même de cette compression, arrive à contrebalancer même la colonne d'eau. Par suite de différentes circonstances tectoniques, l'explosion des gaz peut encore se produire, mais cela ne sert qu'à faire la route à l'eau pour qu'elle entre plus avant dans le gisement de pétrole et gagne de plus en plus du terrain, compromettant non seulement le sondage dans lequel elle est entrée, mais aussi les sondages voisins. C'est de cette manière qu'on a compromis des régions entières en Galicie, dans le Caucase et en Roumanie, par suite de la légèreté et de l'inconscience avec lesquelles on a agi vis-à-vis de l'eau.

Et non seulement l'eau affaiblit la production d'une région pétrolifère, mais dans une région non explorée elle peut empêcher complètement l'exploration. Car nous pouvons nous imaginer facilement qu'en présence de cette énorme pression de l'eau le pétrole sera comprimé et tenu à distance, sans laisser aucune trace qui permette de soupçonner son existence. Nous avons enregistré plusieurs cas de ce genre à différentes exploitations du pays.

C'est pour ces motifs que nous devons donner la plus grande importance à ces eaux, en cherchant à établir tout d'abord les couches d'où elles proviennent, leur débit, leur qualité (composition chimique) et leur pression hydrostatique, en faisant quelques essais d'épuisement et en caractérisant ensuite ces couches perméables, c'est-à-dire en précisant si c'est du sable granulé, moyen, fin, blanc, jaune, noirâtre, siliceux, calcaire, s'il possède du gravier, etc., afin de pouvoir trouver la continuité de ces couches dans les autres sondages et de pouvoir suivre ainsi

les modifications tectoniques et les résultats de ces modifications sur l'étendue de l'horizon des eaux souterraines. C'est seulement ainsi que nous pourrions rassembler les données nécessaires à une fermeture rationnelle des eaux que nous allons étudier plus loin.

3. Les eaux salées exceptionnellement thermales ou minérales et, en général, stagnantes apparaissent dans les régions les plus basses des sondages, la plupart du temps dans le voisinage des gisements de pétrole et quelquefois dans la couche pétrolifère elle-même, et sont probablement en liaison génétique avec celle-ci. Mais l'apparition de ces eaux comme eaux souterraines proprement dites n'est pas exclue non plus. Ces eaux sont généralement épuisables; elles n'ont pas une grande pression hydrostatique et sont quelquefois accompagnées de gaz qui leur donnent souvent une certaine force d'impulsion qui leur fait faire des éruptions de courte durée.

Dans la technique des sondages pétrolifères, ces eaux ne devront être fermées que lorsque, après un essai d'épuisement de plusieurs jours, on n'aura pas pu parvenir à les faire écouler. Au cas où, après quelque temps d'épuisement, des traces ou des

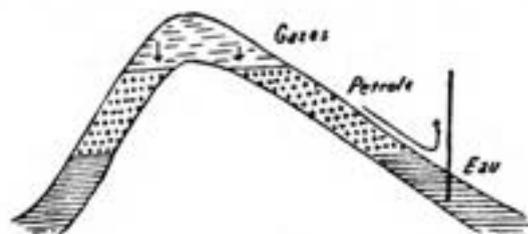


Fig. 3.

gaz de pétrole se manifesteraient, alors le creusement doit être continué, même pendant des semaines entières, mais il faudra observer si ces traces se multiplient ou disparaissent, car il n'est pas impossible qu'après un puisement prolongé le pétrole apparaisse. Ceci se produit lorsque le sondage rencontre précisément le pied d'un anticlinal pétrolifère, où l'eau se trouve dans la même couche que le pétrole et placée, en vertu de son poids, dans la partie inférieure de l'anticlinal (V. fig. 3).

C'est un système très défectueux que d'arrêter ensemble les grandes eaux et les eaux salées par raison d'économie, car on peut utiliser une seule et même colonne de tuyaux pour cet arrêt.

Généralement, entre les eaux salées et la couche de pétrole on ne trouve plus de strates imperméables propres à une bonne clôture, et même si on en trouvait, la couche de pétrole étant voisine de ces eaux salées, par suite d'une extraction plus prolongée du pétrole ces couches supérieures s'écroulent et tombent, provoquant ainsi l'ouverture non seulement des eaux salées mais aussi des grandes eaux, qui ne peuvent plus être que difficilement aveuglées.

Souvent, entre les eaux salées et les gisements de pétrole ne se trouve qu'une couche fort peu imperméable, du sable dense par exemple, ou du grès mince.

L'imperméabilité est réalisée en ce cas par la tension des gaz qui fuient à travers la couche peu imperméable du gisement de pétrole et exerce ainsi un équilibre sur les molécules d'eau des pores du sable ou du grès, ainsi que par le manque d'adhérence qu'exercent les parois huileuses des pores de la couche pétrolifère sur les molécules d'eau. Ainsi s'explique pourquoi, quand on frappe un sondage, on retire d'abord toujours au début du pétrole pur et vers la fin du pétrole mélangé d'eau. Quand les gaz sont épuisés et n'ont plus une grande tension, cet équilibre des pores du sable est détruit et, en vertu de sa pesanteur, l'eau commence à pénétrer petit à petit dans la couche pétrolifère, jusqu'à ce qu'elle remplace complètement le pétrole extrait. Nous trouverons presque toujours dans les sondages de pétrole épuisés et abandonnés depuis longtemps des eaux salées accumulées de cette manière. C'est encore de cette manière que s'explique le fait que dans les localités pétrolifères où on a extrait des milliers de wagons de pétrole (par ex. Bakou) sur de petites portions de terrain, le sol ne s'effondre pas et que l'on ne remarque pas de dépression à la surface, comme c'est le cas dans les exploitations de charbon. Ces cavités, en remplacement du pétrole, sont remplies par l'eau salée qui se trouve dans les régions supérieures des gisements, de sorte qu'à mesure que l'on extrait le pétrole ces eaux s'abaissent.

Pour ces motifs les grandes eaux doivent être aveuglées dans leur propre couche aquifère et les eaux salées, au cas où elles sont inépuisables, seront arrêtées séparément (fermeture-fractionnelle). Le système erroné de boucher les grandes eaux en même temps que les eaux salées a compromis quelques-unes des plus belles régions pétrolifères du pays.

Les eaux qui viennent dans la même couche que le pétrole seront évitées dans la technique des sondages en cherchant avec toute la précaution possible, lorsqu'on atteindra la couche pétrolifère, à ne pas approfondir le trou à l'intérieur de cette couche,— surtout quand on observe peu d'eau dans le pétrole extrait,— et on n'extraira que le pétrole de la partie supérieure de la couche, de sorte que l'eau restera calme dans la partie inférieure de la couche.

Ces eaux, qui viennent à la même place que le pétrole, ont une composition minéralogique très intéressante. Associées intimes du pétrole, elles fournissent un précieux document sur la genèse et la nature de celui-ci. Ainsi, les eaux des gisements de pétrole d'Amérique sont très minutieusement analysées à ce point de vue. On ne peut pas en dire autant des gisements de Bakou et de Galicie. Quant à ce qui nous concerne, on n'a même jamais essayé chez nous de faire ces analyses, d'un haut intérêt scientifique.

L'influence que le pétrole a eue sur la composition de l'eau qui l'accompagne en dissolvant, en quantité plus forte ou plus faible, les corps et en particulier les sels que lui-même contient, cette influence, dis-je, est incontestable. Ainsi, dans la plupart des cas le chlorure de sodium apparaît comme le principal dissolvant dans ces eaux, auxquelles s'ajoute fréquemment, sinon toujours, des sels d'iode et du brome. Ces eaux sont semblables aux eaux de mer concentrées.

Dans le contenu des sels de ces eaux entrent aussi souvent des sels de magnésie, qui rendent l'eau amère.

D'autres eaux sont caractérisées par le carbonate de sodium; le mélange des alcalis rares est encore intéressant. Généralement ces dernières eaux, par leur composition et leur concentration, ressemblent moins aux eaux de mer ou aux eaux souterraines proprement dites qu'aux eaux minérales et nous pouvons les diviser à leur tour en catégories, comme les eaux minérales: salées, alcalines, acides amères (contenant de la magnésie), etc. Elles viennent souvent aussi sous forme de thermes.

Mais le plus souvent, d'après les analyses faites jusqu'à présent, les eaux de pétrole ne sont pas très salées; elles contiennent souvent si peu de sel qu'elles peuvent passer pour des eaux douces de fontaine. Ainsi à Joaniska, en Galicie (d'après les analyses de HANS. HÖFER) on trouve un gramme de parties so-

lides (sel) dans un litre d'eau. Sur ce gramme il y a : 0,6 de carbonate de magnésie et de calcium ; 0,245 de byoxide de calcium ; 0,184 de chlorure de sodium et des traces de phosphate de calcium. Dans le sol de la région de Bakou, les eaux ont jusqu'à 4 grammes de principes solides par litre, dont 40% sont du carbonate de sodium.

Nous pouvons tirer de ces données la conclusion suivante : Les eaux qui viennent en même temps que le pétrole comprennent, quant à leur composition, leur concentration et leur température, tous les types des eaux naturelles, minérales et normales. Une étude minutieuse et statistique de cette question nous amènerait peut-être à résoudre la question de savoir si un gisement de pétrole se trouve dans sa propre couche de formation, s'il est lié à l'eau même dès sa genèse ou s'il a migré et s'il a rencontré en route les eaux minérales qu'il s'est associées.

Avant de passer à l'étude des méthodes techniques pour l'a-veuglement des eaux, nous toucherons encore à une question d'une grande importance pour la technique de l'exploitation du pétrole, savoir : si, sous un gisement important de pétrole, on peut encore rencontrer ou non des eaux souterraines proprement dites.

Théoriquement, nous répondrons que c'est possible, mais dans la pratique nous rencontrerons ce cas très rarement, d'abord parce que les profondeurs au-dessous des gisements importants de pétrole sont de moins en moins accessibles aux eaux souterraines, ensuite parce que la condition principale pour qu'un gisement de pétrole puisse exister c'est qu'il existe au-dessus de lui une puissante couche imperméable très étendue, qui le protège et empêche la migration de gaz sous une grande pression. Cette puissante couche imperméable devra former aussi la base de toutes les eaux souterraines inépuisables et il faudrait un cas exceptionnel pour pouvoir admettre une disposition tectonique des terrains telle que les eaux souterraines venues de grandes distances puissent contourner cette puissante et vaste couche imperméable et, sans atteindre la couche de pétrole, occuper une couche perméable inférieure à celle-ci.

Les nombreux cas que racontent les sondeurs d'avoir rencontré de grandes eaux à quelques mètres au-dessous de la couche de pétrole ne sont en réalité que des excuses pour se disculper de l'envahissement des eaux supérieures, qui n'avaient pas été rationnellement fermées.

## LA FERMETURE DES EAUX SOUTERRAINES DANS LES SONDAGES DE PÉTROLE.

Les méthodes de fermeture des eaux dépendent des conditions locales des terrains, telles que : pression hydrostatique de l'eau, débit et profondeur, épaisseur et qualité de la couche imperméable, distance probable entre la couche imperméable destinée à la fermeture et la couche pétrolifère, etc.

Comme nous l'avons établi plus haut, la grande eau est séparée naturellement du pétrole par une ou plusieurs couches imperméables. Il est nécessaire, comme nous l'avons vu, que ce fait se rencontre dans la nature, car s'il en était autrement aucune couche puissante imperméable ne se trouvant au-dessous de l'eau, celle-ci serait descendue et, par sa pression hydrostatique, aurait poussé le pétrole dans d'autres couches. D'autre part, le pétrole, n'ayant pas au-dessus de lui une couche imperméable aurait passé, sous la pression à laquelle il se trouve, dans les couches supérieures, où il se serait évaporé, en ne laissant que des résidus bitumineux, ou aurait jailli à la surface, sous forme de sources pétrolifères.

Il est donc nécessaire qu'il existe une couche imperméable entre l'eau et le pétrole. Tout l'art de la fermeture des eaux consiste dans la conservation intégrale de cette couche. En perforant cette couche imperméable par des sondages, on cherchera à ce qu'aucune communication ne s'établisse entre les couches du dessus et celles du dessous, de sorte que l'eau soit maintenue par le sondage au même niveau qu'auparavant et ne puisse pas pénétrer par cette perforation dans les couches qui se trouvent au-dessous de la couche imperméable. Alors l'eau sera mise dans l'impossibilité d'avoir aucun effet sur la couche pétrolifère. On exploitera le pétrole situé au-dessous de cette couche imperméable tout aussi bien que dans les terrains privés d'eau, sauf, bien entendu, les cas mentionnés, d'ailleurs très rares, d'eaux salées intimement et peut-être même génétiquement reliées au pétrole et occupant quelquefois la même couche que celui-ci, et pour lesquelles nous avons prévu certaines précautions quand nous les avons décrites.

Donc, pour fermer les eaux souterraines on choisira une couche aussi imperméable que possible et plus stable qui sépare le

dernier horizon d'eau de la couche pétrolifère. Dans cette couche, du choix de laquelle dépend en partie l'avenir de cette région, on procédera à la fermeture de l'eau pour chaque sondage qui arrive à cette couche. Il faut fermer l'eau dans une seule et même couche et on ne saurait trop insister sur ce point. Car si on ferme l'eau tantôt dans une couche et tantôt dans une autre, il peut fort bien se faire que, bien que l'eau soit fermée dans chaque sondage en particulier, selon toutes les règles et avec un résultat momentané excellent, cependant plus tard tout le terrain devienne la proie de l'eau, précisément parce qu'on a oublié de boucher l'eau dans une seule et même couche. Car

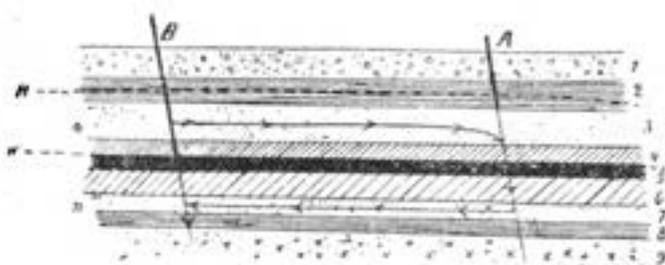


Fig. 4.

il est clair que si, dans le sondage A (v. fig. 4) l'eau a été bouchée dans un horizon H, et dans le sondage voisin B elle l'a été dans un horizon H' plus inférieur, séparé de l'horizon de la sonde A par une couche de sable sec, cette couche SS servira de communication pour introduire de nouveau l'eau dans le premier sondage où elle avait été aveuglée. On suppose alors que cette eau, qui est revenue dans le premier sondage, est due à un nouvel horizon d'eau et que l'horizon H' n'a pas été le dernier. On procède à une deuxième fermeture, dépense par conséquent vaine et qui souvent ne réussit pas, parce qu'elle est trop rapprochée de la couche pétrolifère, ou se trouve même dans celle-ci. Dans ce cas, croyant que l'eau serait venue de la même couche que le pétrole, on procède ici à la fermeture de l'eau et on n'y réussit qu'en bouchant aussi une partie du pétrole, ce qui se produit si souvent dans nos régions. Et nous ne nous étonnons pas non plus du fait que cette même eau, venue du sondage B dans A, après y avoir été déjà fermée et trouvant plus bas une deuxième couche de sable n. n, retourne au pre-

mier sondage B au-dessous de l'horizon H' et par conséquent l'aveuglement de l'eau de ce sondage n'a servi qu'à forcer l'eau à faire ce détour.

Dans la pratique, ces communications d'eau d'une sonde dans une autre n'a lieu qu'après un certain temps et quelquefois sont même complètement interrompues par des interventions tectoniques du genre de celle des figures 1 et 2.

Il est fort possible que, par suite de dispositions tectoniques semblables, un sondage qui est situé à quelques mètres d'une autre ne soit pas influencé par l'eau de celui-ci, mais qu'au contraire les sondages soient influencés à de grandes distances, même à un kilomètre. Nous ne pouvons connaître tous les caprices de la tectonique d'une région et c'est pourquoi nous devons prendre des précautions contre toute éventualité.

Par conséquent, une couche destinée à fermer les eaux souterraines doit remplir les conditions suivantes:

1) Être la plus imperméable possible, — et nous avons reconnu comme telles les couches argileuses pures, ne contenant pas de sable et le moins possible de calcaire.

2) Être la plus épaisse possible, pour que la fermeture puisse être faite sur une plus grande distance verticale.

3) Être aussi étendue que possible dans la position horizontale, pour qu'on puisse la suivre à tous les sondages, formant ainsi un réseau imperméable sur presque tout le terrain pétrolifère.

4) Être la plus solide possible et la moins soumise aux mouvements, pour que la fermeture dure plus longtemps. Cette dernière qualité est remplie par les terres argileuses qui sont directement soutenues par les couches solides de pierre, grès ou calcaire, et non par les couches sablonneuses ou chisteuses, qui provoquent souvent l'effondrement des couches supérieures, quand elles sont traversées par les sondages.

## DIVERS SYSTÈMES POUR LA FERMETURE DES EAUX

1. Systèmes employés en Roumanie.—En Roumanie on a obtenu, par l'expérience de quelques dizaines d'années, une méthode très pratique et très simple par rapport aux autres méthodes plus ou moins compliquées.

On s'habitue en Roumanie à fermer l'eau soit dans les couches argileuses, soit dans les couches de pierre, soit sur les couches de pierre. (Ce dernier système est moins usité).

Les couches argileuses présentent l'avantage d'être absolument imperméables. Mais lorsqu'elles sont soutenues par une couche non stable, une couche de sable par exemple, l'effondrement de celui-ci pendant le forage provoque souvent des fissures et le disloquement des couches argileuses, ce qui entraîne l'ouverture de l'eau.

Pour boucher l'eau dans les couches argileuses, on procède ainsi: Lorsque le sapage excentrique a atteint la couche où l'on veut fermer l'eau, on creuse excentriquement encore quelques mètres si l'épaisseur de la couche le permet, sinon on commence immédiatement à creuser avec un trépan droit, étroit, généralement de la moitié du diamètre des tuyaux, pour explorer, c'est-à-dire pour reconnaître l'épaisseur et la qualité de toute la couche destinée à fermer l'eau.

Puis avec un trépan d'un diamètre correspondant à celui des tubes avec lesquels on veut fermer l'eau, on recommence à creuser là où on avait cessé, on creuse encore excentriquement et on continue pendant 5 ou 7 mètres ou, si l'épaisseur de la couche ne le permet pas, pendant 2 ou 3 mètres. Les tubes pour l'aveuglement de l'eau sont munis d'un sabot puissant et aigu; ils doivent être hermétiques, fabriqués en fer ou en acier d'une épaisseur dépendant des conditions locales, c'est-à-dire de la profondeur de la couche, de la pression de l'eau, de la stabilité des parois du sondage, etc., généralement de 7 à 15 millimètres. Le sabot, de 30 à 40 centimètres de longueur en général et d'une épaisseur de parois double de celle des tubes, c'est-à-dire de 15 à 30 mm., n'est pas précisément pratique pour la fermeture des eaux par pression de la colonne dans les terrains argileux, parce qu'ayant une épaisseur plus grande que le reste de la colonne il laisse en descendant un espace libre autour de celle-ci. Il s'ensuit par conséquent que le contact entre l'argile et la colonne n'est intime que sur la longueur du sabot, ce qui ne constitue pas un obstacle suffisant pour résister à la grande pression de l'eau. C'est pourquoi il est beaucoup plus pratique d'attacher aux tuyaux destinés à fermer l'eau par leur pression contre les couches d'argile un sabot d'une longueur beaucoup plus grande que celle usitée, soit de 1 à 3 mètres environ.

Quand les tuyaux destinés à fermer l'eau sont suffisamment épais (12—14 mm.) on peut alors se dispenser de leur attacher un sabot et se contenter de les aiguiser dans leur partie inférieure.

Les colonnes de tuyaux ainsi préparées, avec ou sans sabot, on les descend. Quand ils ne peuvent plus avancer ou quand ils ont atteint la place où commence le trou creusé avec le trépan droit et étroit, alors on presse ou on bat, par des élèvements et des abaissements brefs et successifs, au moins pendant deux mètres dans la couche imperméable. Plus on peut presser profondément, mieux ça vaut. On donne généralement le dernier coup, lorsque le tuyau bouge facilement, d'une hauteur de 2 à 3 mètres. Ensuite on verse encore entre ces tuyaux et les parois du sondage de la terre glaise très argileuse, délayée et bien étendue d'eau et à laquelle on ajoute souvent de la cendre ou de la fiente. On interrompt ensuite pendant deux ou trois jours pour laisser la fermeture se consolider. Puis on creuse et on constate si l'eau a été bien bouchée. Quant à constater si l'eau qui a envahi l'intérieur des tubes hermétiques est bien l'eau que l'on a voulu fermer ou provient de couches inférieures, nous avons pour cela un moyen aussi simple qu'efficace.

On dissout dans l'eau qui se trouve en dehors des tubes une substance intensivement colorante: fuchsine, fluorescine ou éosine et on observe; si l'eau venue dans l'intérieur des tubes est colorée, alors l'eau n'a pas été bien fermée; si elle ne l'est pas elle provient d'autres couches et il faut rechercher sa provenance pour savoir où il faudra faire une seconde fermeture d'eau. Au cas où la fermeture de l'eau n'a pas réussi, on retire les tubes; s'ils sont indéracinables, ce à quoi il faut s'attendre la plupart des temps, on les retire au moyen des vis de sauvetage ou de la presse hydraulique; si même ainsi on ne peut pas sortir la colonne et si on ne veut à aucun prix la laisser à l'intérieur, soit pour des motifs d'économie, soit parce qu'on ne veut pas rétrécir le sondage, soit pour tout autre motif, on coupe alors le tube à la hauteur à la quelle il n'est pas adhérent au terrain, on fait descendre une nouvelle colonne d'un diamètre inférieur, et on essaie de nouveau de fermer; ou bien on brise le reste de la colonne préalablement restée dans le trou, travail très fastidieux, et on introduit la même colonne pour procéder de nouveau à la fermeture de l'eau, fermeture qui doit avoir au moins un mètre de longueur.

Les couches de pierre remplissent, en ce qui concerne la fermeture de l'eau, les conditions de solidité et d'étendue, mais ne remplissent pas parfaitement celle de l'imperméabilité. En effet, quelque dense que soit une couche de pierre, l'eau en pénétrant sans cesse à travers les pores de cette pierre, et son action étant souvent aidée par la solubilité de plusieurs éléments de la couche pierreuse, tels que le calcaire et même le silex, l'eau, dis-je, ronge petit à petit cette couche jusqu'à ce qu'elle arrive à s'y former une route, et alors l'eau est ouverte.

Chez nous la méthode de fermeture de l'eau dans les couches de pierre est simple. On creuse dans la couche de pierre un trou légèrement conique, c'est-à-dire qui va se rétrécissant de plus en plus, ce que l'on peut obtenir en creusant toujours avec le même trépan, sans l'aiguiser, car en s'usant de plus en plus ce trépan, qu'un aiguisage fréquent ne rendra plus à son diamètre initial, creusera un trou conique.

Mais comme cette conicité résulte de l'éroussement du trépan, elle est souvent trop petite par rapport à l'épaisseur de la couche de pierre. Pour l'augmenter, nous recourons alors, quand nous ne disposons pas d'une couche de pierre trop épaisse, au changement fréquent de trépans d'un diamètre de plus en plus petit. Le trou conique creusé, on laisse les tuyaux hermétiques, destinés à la fermeture de l'eau, tout d'abord naturellement jusqu'à ce qu'ils s'arrêtent et on commence ensuite à presser ou à battre par élévations ou abaissements successifs, le plus brefs possible, en ayant soin de tourner en même temps les tubes, de sorte que le bord des tubes, forcés de pénétrer en tournant dans ce trou de plus en plus étroit, rongera, mangera la pierre de toutes parts, se fera place et bouchera hermétiquement toutes les petites irrégularités qui pourraient résulter du forage au trépan. Il faudra éviter pourtant que le dernier coup ne soit donné d'une trop grande hauteur, car, ce faisant, on pourrait provoquer des fissures dans la couche de pierre. On verse ensuite d'une hauteur de quelques mètres entre les tubes et les parois du sondage de la terre glaise bien malaxée dans de l'eau, puis on laisse reposer quelques jours pour que la fermeture se consolide. Après quoi il ne reste plus qu'à constater si l'eau a été bien fermée ou non. Au cas contraire on procède comme pour la fermeture dans les couches argileuses.

Au cas où au-dessous d'une couche argileuse imperméable se

trouve une puissante couche de pierre, qui donne de la stabilité à la première, on procède à l'opération de la fermeture de l'eau comme pour la couche argileuse. Mais on ne creuse avec le trépan étroit que jusqu'à ce que l'on atteigne la couche de pierre. On presse ensuite les tubes hermétiques dans l'argile jusqu'à ce qu'on arrive à les fixer sur la couche de pierre.

Cette fermeture semble avoir donné les meilleurs résultats précisément dans les localités les plus abondantes en eau, car non seulement l'imperméabilité est assurée par la couche d'argile, mais aussi la stabilité est assurée par celle de pierre.

2. *Système de fermeture des eaux par cimentation.* — Il arrive souvent que l'on ne trouve pas une puissante couche imperméable d'argile pour obtenir une fermeture certaine, ou que la fermeture dans l'argile ne peut pas résister aux coups brusques et aux vibrations puissantes provoqués par les éboulements que produisent l'extraction du pétrole ou les puissantes éruptions de pétrole. Il faut alors recourir à un autre système, qui, bien que d'une exécution plus difficile, est absolument efficace quand il est exécuté consciencieusement et intelligemment, car il permet de fixer la colonne de tubes non seulement sur une base de quelques mètres, mais sur la distance que l'on voudra, et augmente en même temps la solidité de la colonne, qui, dans ce cas, ne pourra plus céder facilement aux écrasements et aux pressions extérieurs, étant entourée d'une couche de ciment.

Voici la manière d'exécuter cette fermeture :

On élargit d'abord le trou de la sonde sur la distance sur laquelle nous voulons faire la cimentation, en élevant les premiers tuyaux jusqu'à cette distance, ou en les coupant, s'ils sont assujettis. En introduisant la colonne destinée à boucher l'eau on prend garde à ce que cette colonne soit un peu enfoncée dans le terrain, pour offrir une bonne base à la cimentation, et on la remplit d'argile à l'intérieur, surtout si cette colonne est en fer battu, pour empêcher que le ciment ne se perde par les trous de rivetage et que, dans l'intérieur des tubes, se forment des blocs de ciment qui devraient être ensuite brisés à coups de trépan, ce qui provoque souvent des fissures dans la masse annulaire du ciment placée entre la colonne et les parois du terrain.

Après que la colonne destinée à la fermeture a été introduite

et un peu enfoncée dans le terrain de base, on procède au nettoyage à l'eau pure de l'espace annulaire destiné à recevoir le ciment. Le lavage peut être effectué par le même tube d'un demi-pouce qui servira à introduire le ciment et qui est installé de la surface jusqu'à la base de l'espace annulaire. On continue à laver jusqu'à ce que l'eau sorte à la surface complètement limpide. Si l'eau se perd dans les parois du terrain, on continue le lavage pendant environ dix heures.

Le dosage et la préparation du ciment doivent être faits avec le plus grand soin. L'eau qui sert à préparer le ciment doit être de préférence de l'eau douce et, autant que possible, ne doit pas dépasser 29 degrés. On doit s'efforcer, autant que possible, d'obtenir une pâte de ciment normale, ce qui nécessite de 26 à 30% d'eau. Mais comme le diamètre d'un demi-pouce du tube ne permet pas l'introduction du ciment d'une telle consistance, nous serons forcés de le diluer jusque dans 65% d'eau. Quand l'espace entre les colonnes permet d'introduire un tube d'un diamètre supérieur à un demi-pouce, la proportion d'eau peut tomber à 45%, et avec une pompe on pourrait même y introduire un ciment normal à 30% d'eau. Cependant, il faudra éviter, au début ou à la fin de l'opération, d'introduire des mélanges aussi consistants, afin de ne pas boucher le tube d'introduction.

Il faut éviter d'employer une quantité d'eau supérieure à 60% et même de 65%, car on obtient ainsi une masse trop diluée, trop poreuse et par suite moins efficace; en outre, la prise du ciment est retardée et par conséquent plus exposée à l'influence des mouvements et des vibrations. La quantité de ciment nécessaire à l'opération doit être autant que possible exactement calculée sur le cubage de l'espace annulaire destiné à être rempli de ciment, auquel cubage on ajoute 25% pour compléter les pertes qui pourraient se produire dans différentes fissures du terrain.

Lorsque la hauteur de l'espace annulaire destiné à la cimentation est trop grande, il faut fractionner l'opération en ne cimentant que des hauteurs de 50 à 60 mètres. Autrement le ciment ne pourrait pas s'écouler par le tube étroit d'introduction, par suite de la contre-pression due à la colonne de ciment du fond de l'espace annulaire; de plus, l'agitation continue de la colonne de ciment de l'espace annulaire pourrait détruire surtout la partie

supérieure de la colonne, qui, étant la première, pourrait commencer à se prendre.

C'est pourquoi il faut fractionner l'opération de la cimentation en portions de 40 à 60 mètres et les exécuter chacune en particulier, en ayant soin de retirer doucement le tube de la masse de ciment et de ne pas commencer une nouvelle portion de cimentation avant que la première ait bien pris, ce qui peut être constaté par sondage au moyen du tube d'introduction dans la masse de la colonne de ciment.

En tout cas, après que la première portion de ciment a bien pris, on procède de nouveau au nettoyage à l'eau propre, sous une faible pression, de la nouvelle surface à cimenter, pour que des matières étrangères tombées des parois des terrains ne restent pas enfermées entre les portions de ciment.

On exécute l'opération en préparant une quantité pas supérieure à 5 ou 6 tonneaux de ciment de Portland de 150 kilos, car pour de plus grandes quantités il est impossible d'obtenir l'homogénéité du mélange. Quand le mélange est suffisamment homogène, on le verse dans le tube d'introduction par l'intermédiaire d'une entonnoir, sans interruption, en ayant bien soin que l'entonnoir soit toujours plein et sans arrêts, qui laisseraient pénétrer l'air dans l'intérieur du tube d'introduction et contribueraient à la formation, dans l'intérieur de la colonne de ciment, de bulles d'air qui affaibliraient beaucoup l'efficacité de l'opération. Pendant toute la durée de l'opération, le ciment, qui se trouve dans des auges d'environ 1. 5. m. c., doit être mélangé sans cesse.

Après que toute l'opération a pris fin, on retire le bouchon d'argile de l'intérieur des tuyaux et on procède avec la plus grande précaution, car tout mouvement brusque peut produire des fissures et des dislocations dans la masse fraîche du ciment.

### 3. Système canadien de fermeture des eaux.

On emploie avec succès au Canada une méthode qui consiste à laisser descendre jusqu'au-dessous de la couche imperméable une colonne de tubes hermétiques qui est enveloppée à sa partie intérieure d'un fort écheveau de fils de coton. On pratique verticalement dans cet écheveau plusieurs incisions parallèles et interrompues et l'on entoure ensuite l'écheveau tout entier de fils minces qui le soutiennent. Par la pression de la colonne et par suite du redressement, cet écheveau resserre circulai-

rement, au point de boucher hermétiquement la communication de l'eau.

L'opération devient plus simple si on prend un morceau effilé de corde de Manille et si on enveloppe en forme de poire tout le tour de l'extrémité inférieure de la colonne qui va être descendue jusque dans la couche imperméable. Le chanvre se gonfle au contact de l'eau et presse les parois du sondage. On verse ensuite par dessus de la terre glaise bien malaxée dans de l'eau et mêlée de cendre et on laisse les choses dans cet état. Tout écroulement, toute chute de sable ne fait qu'aider et consolider la fermeture de l'eau.

Cette méthode est fort bonne, mais ne peut être employée que là où les parois des sondages sont solides et consistantes. Peut-être pourrait-on aussi l'appliquer chez nous dans les puissantes couches de grès siliceux, qui ont suffisamment de résistance.

En tout cas, un essai ne nuirait en rien.

Autres méthodes de fermeture de l'eau.

Ces autres méthodes, que nous rappelons pour être complet, sont : Fermeture par le jet de sacs pleins de graines de lin ou de haricots entre les tuyaux et les parois du trou de sonde. Ces graines s'arrêtent à la partie inférieure de la colonne de tubes, se gonflent considérablement par suite de l'absorption de l'eau et forment ainsi un anneau imperméable autour de la colonne.

Telles sont les méthodes générales que l'on emploie pour fermer l'eau.

Les détails de ces opérations varient pour chaque cas en particulier et selon les circonstances locales.

Ainsi, par exemple, au cas où, entre la couche d'eau et la couche pétrolifère, on ne trouve aucune couche absolument imperméable, mais seulement quelques minces couches de pierre, ce qui arrive souvent dans les terrains où l'on n'a pas procédé systématiquement à la fermeture de l'eau, c'est-à-dire que l'on n'a pas fermé l'eau dans la même couche à tous les sondages ou dans lesquels il existe beaucoup de fissures ou de failles naturelles, on procède ainsi pour fermer l'eau : on crée une couche imperméable artificielle, on creuse avec un trépan d'une excentricité maxima presque jusqu'à la couche pétrolifère, on remplit tout le trou avec de la terre glaise, on la bat fortement, en ayant soin de bien mélanger dans le prolongement

de la couche de pierre cette terre glaise avec de l'étaupe pour mieux consolider la fermeture ; ensuite on creuse dans ce remplissage avec un trépan étroit, en pressant les tuyaux hermétiques sur la plus grande distance possible.

Ou bien, si on trouve cette fermeture dans l'argile risquée, on peut se servir en ce cas de la fermeture au ciment.

Il serait fatigant, hors du cadre de cette étude et même jusqu'à un certain point inutile d'énumérer tous les cas spéciaux qui pourraient survenir dans un sondage. L'esprit vif et l'expérience du technicien devront toujours décider de la méthode et de la route à suivre, conforme à chaque cas en particulier.

---