

Petroleumvorkommen im mährisch-ungarischen Grenzgebirge.

Von

Professor A. Rzehak in Brünn.

Schon vor vielen Jahren bemerkte ein Einwohner des Ortes Bohuslawitz an der Wlara (in der Nähe des Wlara-Passes, d. h. des Durchbruches des Wlaraflusses durch das mährisch-ungarische Grenzgebirge gelegen) in Mähren, daß das Wasser seines Hausbrunnens einen deutlichen Petroleumgeruch und mitunter auch an seiner Oberfläche irisierende, ebenfalls nach Steinöl riechende Ausbreitungen erkennen ließ¹⁾. Der Verdacht, den Brunnen mit Petroleum „vergiftet“ zu haben, lenkte sich naturgemäß zunächst auf den Nachbar, der denn auch, nachdem mündliche Vorstellungen nichts gefruchtet haben, gerichtlich belangt und — wie ich von durchaus glaubwürdiger Seite gehört habe — auch verurteilt wurde. Die „Brunnenvergiftung“ hörte aber trotzdem nicht auf, erschien jedoch sofort in einem anderen Lichte, als sich die Nachricht von der Entdeckung von „Petroleumquellen“ in den benachbarten Gebieten Ungarns (Treutschiner Komitat) verbreitete. Mehrere Praktiker der Steinölbranche erklärten die Bohuslawitzer Vorkommnisse für natürliche Ausbisse von Steinöl und bezeichneten das Gebiet als „sehr aussichtsreich“, sodaß sich auch bald ein Kapitalist fand, die entsprechenden Terrainkäufe vorzunehmen und die nötigen Vorarbeiten einzuleiten. Ich wurde berufen, um eine geologische Detailaufnahme der Umgegend von Bohuslawitz a. d. Wlara durchzuführen; auch nachher, während der Bohrarbeiten, hatte ich wiederholt Gelegenheit, ein Urteil abzugeben. Insbesondere

¹⁾ Ähnliche Steinölspuren sollen auch im Orte Boikowitz, etwa 10,5 km (Luftlinie) von Bohuslawitz entfernt, beobachtet worden sein; es ist bemerkenswert, daß Boikowitz in der Streichrichtung jener Schichten, in deren Bereich bei Bohuslawitz das Steinöl zu Tage tritt, gelegen ist. Bei einer schon vor längerer Zeit in der Stadt Ung. Brod (22 km WSW von Bohuslawitz a. d. Wlara) zur Beschaffung von Wasser ausgeführten (nebenbei bemerkt, erfolglosen) Tiefbohrung sollen nach Steinöl riechende Gase- und ölhaltiges Wasser beobachtet worden sein.

durch die mir übertragene Untersuchung sämtlicher Bohrproben wurde ich über alle Arbeiten auf dem laufenden erhalten, sodaß ich in der Lage bin, hier eine kurze, aber authentische Schilderung des Bohuslawitzer Petroleumvorkommens und der zu seiner Erschließung durchgeführten Bohrarbeiten geben zu können.

Was zunächst die geologischen Verhältnisse anbelangt, so lassen sich dieselben aus zahlreichen natürlichen Aufschlüssen ziemlich genau erkennen. Ich fand im großen ganzen eine isoklinale Lagerung der Schichten, die jedoch wahrscheinlich auf eng zusammengeschobene, liegende Falten zurückzuführen ist. Schieferige Tonmergel und kalkhaltige, etwas tonige Sandsteine sind weitaus vorherrschend; untergeordnet treten hellfarbige, undeutlich geschichtete und kalkarme Sandsteine, sowie jene roten, mitunter grünlich geflammten Tone auf, die in den galizischen Steinöldistrikten eine große Rolle spielen und auf deren Vorkommen deshalb auch in unserem Falle von verschiedener Seite ein gewisses Gewicht gelegt wurde. Es sei noch bemerkt, daß sich viele Varietäten der hier beobachteten Gesteine mit wohlbekannten Typen der galizischen Steinöldistrikte vergleichen lassen; so können z. B. die ziemlich häufig vorkommenden plattigen, zum Teil krummschaligen, mitunter von Kalzitaderen durchsetzten Sandsteine von Bohuslawitz a. d. Wlara ohne weiteres mit der galizischen „Strzalka“, gewisse glaukonitische Sandsteine mit dem „Cieszkowicer Sandstein“ identifiziert werden. Oberberggrat C. M. Paul hat in seiner Schrift: „Die Karpatensandsteine des mähr.-ungar. Grenzgebirges“ (Jahrb. d. k. k. geol. Reichsanst. Wien 1890. XI. Bd.) die erwähnten Sandsteine und Tonmergelschiefer seinen „oberen Hieroglyphenschichten“, also dem Alttertiär, zugewiesen. Daß diese Zuweisung durchaus berechtigt war, konnte ich auch paläontologisch sicherstellen; ich fand nämlich an mehreren Stellen in den Sandsteinen Nammuliten und Orbitoiden (Orthophragminen), von denen einzelne Formen, wie z. B. *Nummulites (Bruguiera) elegans* Sow. (nach einer Bestimmung durch Dr. P. L. Prever in Turin), auf eine ziemlich tiefe Eocänstufe deuten, wenn man überhaupt geneigt ist, auf Grund von Nammulitenfunden nähere Horizontierungen des Alttertiärs vorzunehmen. Auch in den Hunderten von geschlämmten Bohrschmandproben, die ich sorgfältig untersucht habe, fand ich ab und zu eine allerdings sehr armselige Foraminiferenfauna, fast ausschließlich aus Vertretern jener kiesel-schaligen Tiefseegattungen bestehend, auf deren häufiges Vorkommen im karpatischen

locūn Mährens ich schon vor vielen Jahren aufmerksam gemacht habe und die seither amentlich durch die Arbeiten J. G. Rzybowskis auch als Einschlüsse des petroleumführenden tertiärs der galizischen Karpaten erkannt wurden. Es sind dies in erster Linie Trochamminen, Cyklamminen und verschiedene Astrorhizideen, deren spezifische Bestimmung auch dann recht schwierig ist, wenn sie besser erhalten sind als die Bohuslawitzer. In gewissen Sandsteinen fanden sich hier und da auch Fukoiden, kohlige Pflanzenreste und „Hieroglyphen“; der oben erwähnte hellfarbige und sehr ungleich geschichtete Sandstein lieferte mir jedoch trotz eifrigen Suchens nicht eine Spur von Fossilien. Sein auch in sonstiger Beziehung abweichendes Verhalten ist vielleicht auf eine Altersdifferenz mit den „oberen Hieroglyphenschichten“ zurückzuführen. Eine gewisse Wichtigkeit hat dieser Sandstein wegen seiner relativ geringen Entfernung von dem oben erwähnten Hausbrunnen, in welchem das Steinölvorkommen zuerst beobachtet wurde. Ein kleiner Steinbruch, in welchem der in Rede stehende Sandstein in einer Mächtigkeit von etwa 8–10 m aufgeschlossen ist, liegt nämlich nur etwa 216 m von jenem Brunnen, während die Entfernung normal zur Streichrichtung der Schichten gemessen kaum 60 m betragen dürfte. Seiner Lage nach scheint dieser Sandstein zu den ältesten Gebilden, die in der näheren Umgebung von Bohuslawitz aufgeschlossen sind, zu gehören.

Das allgemeine Streichen der Schichten entspricht der Hauptstreichrichtung der Bergzüge, schwankt also um hora 5, d. i. um die Richtung ONO—WSW, herum. Im Detail ergaben sich allerdings ziemlich beträchtliche Abweichungen; so zeigt z. B. eine am Ufer des Wlaraflusses sehr schön aufgeschlossene Bank von plattigem, zum Teil krummschaligem Sandstein eine zwischen h 6 und h 7 liegende Streichrichtung, deren Verlängerung gegen WNW fast genau auf den Petroleum führenden Brunnen trifft. Die Entfernung beträgt kaum 50 m, doch zeigen die erwähnten Sandsteine keine Spur von Steinöl und auch auf dem Wasser der Wlara scheinen bislang keine solchen beobachtet worden zu sein. Noch merkwürdiger ist die sowohl von mir selbst, als auch von Direktor Dr. E. Tietze in einem von dem Brunnen kaum 20 m entfernten, ungefähr 10 m tiefen Probeschacht gemessene Streichrichtung nach h 2. In einem zweiten Probeschacht, der von dem oben erwähnten bloß 29 m entfernt ist, wurde ein Streichen nach h 4 konstatiert, sodaß hier auf einem ganz kleinen Landstreifen außerordentlich divergierende Strei-

chungsrichtungen beobachtet werden konnten. Was das Einfallen der Schichten anbelangt, so ist dasselbe in der nächsten Umgebung des Ortes überall gegen OSO bis SSO gerichtet; eine normale Antiklinale, die im südlichen Teile des Dorfes durch einen hervorragenden Fachmann supponiert wurde, konnte ich nicht nachweisen. In der weiteren Umgebung von Bohuslawitz habe ich allerdings auch nordwestliche Fallrichtungen beobachtet, sodaß dort ohne weiteres auch normale Antiklinalen angenommen werden können, während dieselben bei Bohuslawitz anscheinend gegen NW überkippt, zum Teil vielleicht auch überschoben sind. Der Fallwinkel beträgt meistens 60–70°, selten weniger, steigt aber mitunter bis 85°, sodaß die Schichten fast saiger sind. Es sei endlich noch bemerkt, daß sich allenthalben deutliche Anzeichen von stattgehabten sekundären Verschiebungen erkennen lassen.

Unter diesen Verhältnissen — isoklinale Lagerung mit beträchtlichem Wechsel der Streichrichtung, sehr steile Schichtenstellung, Schwierigkeit der Identifizierung der einzelnen Schichten — war es gewiß nicht leicht, einen geeigneten Punkt zu finden, auf welchem schon die erste Probebohrung auf Steinöl womöglich von Erfolg begleitet sein könnte. Naturgemäß wollte man in der Nähe des Brunnens bleiben, umsomehr, als sich auch in dem oben erwähnten Probeschacht, in welchem ich die Streichrichtung nach h 2 beobachtet habe und der, wie bereits oben bemerkt, von dem Brunnen bloß etwa 20 m entfernt ist, sehr deutliche Spuren von Steinöl gezeigt haben¹⁾. Als ich im Sommer 1899 zum ersten Male nach Bohuslawitz kam, hatte man mit der Abteufung des ersten Bohrloches bereits begonnen und zwar, wie man mir sagte, „auf der Antiklinale“. Die Bohrstelle liegt südwestlich von dem Brunnen, etwa 50 m von demselben entfernt; das Bohrloch wurde mit einem oberen Röhrendurchmesser von 400 mm ganz „lege artis“ niedergebracht und erreichte nach fast neunmonatlicher Bohrdauer eine Teufe von 450 m. Das Bohrprofil ergibt einen in Anbetracht der steilen Schichtenstellung auffallend raschen, aus der geringen Mächtigkeit der einzelnen Schichten jedoch hinlänglich erklärbaren Wechsel von schiefrigem Tonmergel und

¹⁾ Ich bemerke hier, daß auch noch in einem zweiten kleinen Probeschacht, der von dem oben erwähnten im Streichen nach h 2 ungefähr 180 m entfernt, jedoch am anderen Ufer des Flusses gelegen ist, ebenfalls schwache Naphthaspuren beobachtet wurden. Eine nach h 2 durchziehende Ölzone scheint jedoch nicht vorhanden zu sein, weil sich weder an den Flußufern noch auf dem Wasser entsprechende Anzeichen vorfinden. Der Verf.

verschiedenen Sandsteinen, deren Vergleichung mit den analogen oberirdisch aufgeschlossenen, wohl schon ziemlich veränderten Gesteinen große Schwierigkeiten bietet. Im allgemeinen kann man sagen, daß in den oberen Partien des Bohrprofils die tonig-mergeligen, in den tieferen hingegen die sandigen Gesteine vorherrschen. Zumeist in den letzteren war Pyrit, mitunter in wohlausgebildeten, kleinen Krystallen, eine fast ständige Erscheinung; auch in den oberirdisch aufgeschlossenen Nummulitensandsteinen ist dieses Mineral häufig. Fossilien (fast ausschließlich Foraminiferen, äußerst selten Fischzähne) wurden nur in geringer Menge und nur in einzelnen Bohrproben konstatiert; sie fanden sich aber noch in einer Probe aus 413 m Tiefe und gestatten immerhin den wichtigen Schluß, daß sich die Bohrung ausschließlich im Alttertiär²⁾ bewegt hat. Bunte (braunrote und graurüne) Tone kamen sowohl in den oberen, als auch in den unteren Horizonten, jedoch stets nur in sehr geringer Mächtigkeit vor. Die Identität eines in 420 und 435 m angebohrten, hellfarbigen Sandsteins mit dem oberirdisch beobachteten analogen Vorkommen kann nicht mit Sicherheit behauptet werden, obzwar das letztere anscheinend gegen das Bohrloch zu einfällt; ich möchte die Identität beider Gesteine sogar bezweifeln, weil der Sandstein des Bohrloches mit dünnen Lagen von Tonmergelschiefer ganz durchsetzt ist, während der Sandstein im Steinbruche derartige Einlagerungen nicht besitzt. Die Sandsteine boten bedeutende Bohrschwierigkeiten; so konnten z. B. zwischen dem 414. und 420. Meter in 4—6 Stunden Bohrzeit kaum 15—20 cm gebohrt werden.

„Naphthagase“ wurden, allerdings nur in sehr geringer Menge, schon im 30. Meter beobachtet; später wiederholte sich das Auftreten derartiger Gase noch mehrmals. Zwischen 96 und 170 m wurden wiederholt starke bis sehr starke Gasausströmungen konstatiert; sie kamen sowohl aus den sandigen, als auch aus den tonigen Schichten. In der Tiefe von 403 m zeigte sich ein stärkerer Zufluß von Wasser, welches nach den Ergebnissen einer qualitativen Analyse fast gar keine Kalk- und Magnesiumsalze,

In Galizien sollen allerdings (nach Grzybowski) auch in Inoceramen führenden Gesteinen Foraminiferen vorkommen, die von den alttertiären nicht zu unterscheiden sind. Daß sich gerade unter den kieselschaligen, vorwiegend tiefes Wasser bewohnenden Foraminiferen viele langlebige Typen finden, ist ja bekannt; in der karpatischen Kreide Mährens sind meines Wissens Foraminiferen bisher noch niemals gefunden worden.

dagegen Natriumchlorid und Ammoniumchlorid enthalten haben soll.

In ungefähr 70 m zeigten sich auch geringe Spuren von Steinöl. Einzelne Proben des Bohrschmands aus Tiefen unter 400 m besaßen einen deutlichen, wenn auch sehr schwachen Naphthageruch; das Schlammwasser der aus 401,5 m Tiefe stammenden Bohrprobe ließ sogar an der Oberfläche winzige Öltröpfchen erkennen. Diese Bohrprobe enthielt Fragmente eines dunkelgrauen bis dunkelgrünen, zum Teile fast schwarzen, sandig-glimmerigen Schiefertons, der mir in den oberirdischen Aufschlüssen nicht vorgekommen ist.

Die Ölsuren im „Bohrloch I“, wie ich es kurz nennen will, waren demnach sehr unbedeutend, die Bohrschwierigkeiten hingegen so groß, daß man sich entschloß, die Bohrung in 451,2 m Tiefe einzustellen. Der Mißerfolg wurde von einigen Fachmännern auf die „vielleicht zu große Entfernung des Bohrloches vom Sattel“, von anderen hingegen auf die „mangelhafte Absperrung des Wassers im Bohrloch“ zurückgeführt.

Mit Rücksicht auf das stetige Aufsteigen von Rohöl und Kohlenwasserstoffen in dem mehrfach erwähnten Brunnen wurde beschlossen, ein zweites Bohrloch auf mindestens 600 m Tiefe niederzubringen; die Auswahl der Bohrstelle wurde diesmal einer Anzahl von Fachmännern überlassen, die von einander unabhängig ihre Gutachten abgaben. Ich befürwortete in Übereinstimmung mit einem der übrigen Herren die Verschiebung der Bohrstelle gegen das Liegende¹⁾ zu, während von anderer Seite gerade das Gegenteil in Vorschlag gebracht wurde. Da beide Parteien die eine mehr auf theoretische Erwägungen, die andere mehr auf praktische Erfahrungen gestützt — ihre Anschauungen mit schwerwiegenden Gründen zu belegen vermochten, so blieb die Entscheidung schließlich dem Bohrunternehmer überlassen. Dieser Entscheidung gemäß wurde das „Bohrloch II“ im Hangenden des bereits mit dem ersten Bohrloch durchfahrenen Schichtenkomplexes angelegt, und zwar so, daß auf dem Situationsplan die südöstliche Spitze eines annähernd gleichseitigen Dreieckes bildet, dessen andere Eckpunkte durch das „Bohrloch I“ und den steinölführenden Brunnen gegeben sind. Überdies liegt das „Bohrloch II“ ungefähr in der Verlängerung

Ich wende hier den Ausdruck „Liegendes“ ganz im bergmännischen Sinne an, ohne Rücksicht darauf, ob das Liegende wirklich älter ist als das Hangende, was bei schiefen Falten bekanntlich nur teilweise der Fall ist.

der Verbindungslinie zwischen dem genannten Brunnen und jenem Probeschacht, in welchem sich starke Rohölsuren gezeigt haben; von „Bohrloch II“ ist dieser Schacht etwa 28 m entfernt.

Das „Bohrloch II“ wurde im Dezember 1900 unter der Leitung eines sehr renommierten galizischen Bohringenieurs begonnen. Die Bohrung dauerte bis in den März 1902 und erreichte eine Teufe von 645,2 m; sie wurde mit dem Exzentermeißel ausgeführt. In verschiedenen Tiefen wurde eine kunstgerechte Wasserabsperrung vorgenommen. Die durchfahrenen Gesteinsschichten sind im allgemeinen dieselben wie die des Bohrlochs I: die Mächtigkeitsverhältnisse derselben sind jedoch ganz andere, sodaß sich die Profile der beiden Bohrlöcher an keiner Stelle vollkommen decken und es außerordentlich schwer ist, die Fortsetzung einer bestimmten, petrographisch gut charakterisierten Schichte des einen Bohrlochs im Profil des andern Bohrlochs mit Sicherheit aufzufinden. Foraminiferen wurden in vielen Proben beobachtet, kamen jedoch meist nur in einzelnen Individuen vor; noch aus der Tiefe von 633 m wurden Bruchstücke einer Astrorhizidee heraufgebracht. Die Sandsteine waren auch hier zumeist pyrit- und glaukonithaltig. Die bunten (roten und grünen) Tone traten sehr untergeordnet und meist nur in den größeren Tiefen auf. Wasserzuflüsse machten sich in der Tiefe von 280—350 m unangenehm bemerkbar; nach der Aussage des Bohringenieurs ist der „Wassersandstein“ in den galizischen Steinöldistrikten niemals so mächtig, wie es hier der Fall war. Gase traten wiederholt auf, waren jedoch zumeist nur im Bohrschmand wahrzunehmen; in einem Falle jedoch (in 161 m Tiefe) war der Gasdruck so stark, daß das Wasser aus dem Bohrloch herausgeschleudert wurde. Der sogenannte „Naphtharuß“ wurde ebenfalls häufig beobachtet; einzelne Bohrerproben besaßen einen schwachen, aber deutlichen Naphthageruch und bildeten auf der Oberfläche des Schlammwassers irisierende Häutchen. In der Tiefe von 96—98 m wurde ein ziemlich poröser, pyritreicher Sandstein angefahren, der etwas mehr Steinöl enthielt und deshalb auch als „Ölsandstein“ bezeichnet wurde. Durch Pumpen wurden aus diesem Sandstein im ganzen ungefähr 3 hl Rohöl gewonnen, dann war es mit der Herrlichkeit wieder vorbei. Das Bohrloch war an dieser Stelle vollständig wasserfrei, welcher Umstand wegen der Nähe des Flusses (etwa 50 m) immerhin bemerkenswert ist. Beim Herausnehmen der Rohre wurde im Niveau des „Ölsandsteins“ abermals die Pumpe angesetzt und neuerdings eine Menge

von beiläufig 2 hl gewonnen, die sich jedoch auf 17 Tage verteilt. Der Zufluß des Öles war sehr unregelmäßig, indem das Maximum 33, das Minimum 5 l pro Tag betrug. Der Ölgehalt des „Ölsandsteins“ ist also jedenfalls ein sehr bescheidener. Der ebenfalls sehr schwankende Zufluß im Brunnen scheint durch die Erbohrung des ölführenden Sandsteins nicht merklich alteriert worden zu sein. Im April 1900 wurden in dem Brunnen täglich $\frac{1}{8}$ — $\frac{1}{4}$ l Rohöl aufgesammelt, während in der Zeit vom 5. September bis 3. Oktober 1900 angeblich nahezu $1\frac{1}{2}$ hl gewonnen wurden, sodaß auf einen Tag durchschnittlich mehr als 5 l entfallen würden. Im Januar 1901 betrug der tägliche Zufluß nur ungefähr $\frac{1}{2}$ l; das Aufsteigen von Naphthagasen war nach wie vor sehr reichlich. Das erbohrte Steinöl war genau von derselben Beschaffenheit wie das im Brunnen aufgesammelte, nämlich: dünnflüssig, durchsichtig, von eigentümlich roter Farbe mit ziemlich lebhafter grüner Fluoreszenz. Zur näheren Charakteristik dieses merkwürdigen Rohöls lasse ich hier das darauf bezügliche Gutachten der an der k. k. technischen Hochschule in Lemberg bestehenden Versuchsstation vollinhaltlich folgen:

„Das Rohöl war von einer lichten, rotbraunen Farbe, im durchgehenden Lichte rötlich schimmernd, im auffallenden mit grünem Reflex und von petroleumähnlichem, schwachem, nicht unangenehmem Geruche.

Das spezifische Gewicht wurde bei 15° C. zu 0,8744, entsprechend 30 $\frac{1}{4}$ ° Beaumé, gefunden.

Die fraktionierte Destillation nach der Englerschen Methode ergab die Zusammensetzung:

	Volumenprozent:	Gewichtprozent:
Bis 150° C.	—	—
Von 150—300° C.	67,8	61,1
Über 300° C.	32,2	34,9

Destillationsbeginn bei 160° C.

Das spezifische Gewicht der Fraktion 150—300° wurde zu 0,8426 bestimmt.

Die Paraffinbestimmung ergab 0,203 Proz.¹⁾ Paraffin, berechnet auf Rohöl, nach der Äthyl-Amylalkoholmethode bestimmt. Nach den Bestimmungszahlen stellt das untersuchte Muster eine ganz eigenartige, exzeptionelle Erdölgattung vor. Das Bemerkenswerteste ist ein außerordentlich großer Prozentsatz der Fraktion 150—300°, d. i. des Normalpetroleums, welcher Prozent-

¹⁾ Die westgalizischen Rohöle enthalten bis 3 Proz., die ostgalizischen hingegen bis 5 Proz. Paraffin.

satz sonst bei keinem einzigen Rohöl galizischer Provenienz erreicht wurde und auch sonst zu den Ausnahmen gehört'). Das betreffende Rohöl würde zu den günstigsten in Bezug auf die Petroleumausbeute gehören, wenn nicht das überaus hohe spezifische Gewicht des Petroleumdestillates die Ausbeute beeinträchtigen würde. Den äußeren Merkmalen nach gehört das untersuchte Rohöl zu den entfärbten Sorten, d. h. solchen, die durch eine natürliche Filtration durch Ton- oder Tonschieferlager aus einer ursprünglichen, wahrscheinlich tieferen Lagerstätte zu dem gegenwärtigen Orte ihrer Gewinnung gedrungen sein mochten und auch einen Teil der leichtflüchtigen Verbindungen durch Verdampfen verloren haben, denn gegenwärtig ist es ganz benzinfrei. Für solche Rohöle wird eine sekundäre Lagerstätte vorausgesetzt, zumal die Funde eines lichten Öles in der Regel spärlich sind; doch schließt das nicht aus, daß in der Nachbarschaft oder in der Tiefe reichhaltige Fundstätten des ursprünglichen Öles gefunden werden könnten.

Bemerkt muß noch werden, daß das untersuchte Öl fast paraffinfrei ist oder zu den sehr paraffinarmen Ölen gehört.“

Angesichts des allerdings sehr bescheidenen Erfolges im „Bohrloch II“ entschloß man sich noch zu einer dritten Bohrung, die sich jedoch nur auf eine geringe Tiefe (150—200 m) erstrecken sollte. Im Mai 1902 wurde tatsächlich mit der Abteufung eines Bohrloches, welches etwa 45 m südwestlich von „Bohrloch I“ gelegen ist, begonnen. Sandige Tonmergelschiefer und harte Sandsteine wechselten in relativ geringer Mächtigkeit fortwährend miteinander ab. Zwischen 51 und 56 m trat ein schwacher Wasserzufluß ein; gleichzeitig wurden Naphthagase und auf dem herausgepumpten Wasser irisierende Häutchen beobachtet. Das Wasser wurde abgesperrt und für die weitere Bohrung Wasser von oben eingegossen. Zwischen 93 und 96 m — also ungefähr in der Tiefe des im „Bohrloch II“ angefahrenen „Ölsandsteins“ — zeigten sich im grobkörnigen, mit tonigen Lagen durchsetzten Sandstein Öls Spuren, ziemlich viel „Naphtharuß“, aber nur sehr schwache Gassausströmungen. Dieselbe Erscheinung wiederholte sich in nahezu übereinstimmender Weise in der Tiefe von 120—121 m, während die in den nächsten 16 m folgenden Tonmergel nur mehr einen schwachen Geruch nach Rohöl besaßen und

unbedeutende Mengen von Gasen abgaben. Die oberen, Öls Spuren enthaltenden Sandsteine waren ziemlich reich an Pyrit, welches Mineral auch als feinkristallinischer Überzug einzelner Quarzkörner, sowie in Form kristallinischer Konkreme auftrat; in den tieferen Sandsteinen (120—121 m) war der Pyrit eine geradezu seltene Erscheinung, sodaß es nicht zulässig erscheint, die beiden, ganz gleichartige Naphthaspuren aufweisenden Sandsteinschichten etwa als Schenkel einer stark zusammengepreßten, liegenden Falte aufzufassen. In einzelnen Bohrproben fanden sich sehr spärliche Fragmente von Foraminiferen, darunter auch von Nummuliten; diese Nummuliten führenden Schichten (grob- bis feinkörnige, von Kalzitadern durchzogene, tonige Sandsteine) lagen in der Tiefe von 77—93 m. Im „Bohrloch II“ sind in dieser Tiefe auffallend kalkarme, aber pyritreiche Sandsteine mit Zwischenlagen von braunrotem Tonmergel angefahren worden, während Nummuliten und Orbitoiden führende Schichten (sandige Tonmergelschiefer mit etwas Pyrit) schon in der Tiefe von 34—42 m aufgetreten sind. Auch sonst läßt sich trotz der geringen Entfernung der beiden Bohrlöcher und trotzdem ihre Verbindungslinie annähernd dem Generalstreichen der oberirdisch aufgeschlossenen Ablagerungen entspricht, eine stratigraphische Übereinstimmung der Bohrprofile nicht erkennen: es treten allerdings in allen drei Bohrlochern dieselben Typen von Gesteinen auf, aber in so wechselnder Mächtigkeit, daß ein sicherer Schluß auf die Zusammengehörigkeit der einzelnen Schichten ganz unmöglich ist. Auch eine annähernd regelmäßige Wiederholung, wie sie der supponierten Lagerung (liegende Falten) entsprechen würde, läßt sich aus den Bohrprofilen nicht herauslesen. Nicht einmal die bunten (roten und grünen) Tone geben in dieser Beziehung einen Anhaltspunkt, jedenfalls aus dem einfachen Grunde, weil schon auf kurze Entfernungen ein gegenseitiges Auskeilen der im allgemeinen wenig mächtigen Schichten stattfindet. Bei einem Verflächen von 60° erscheint ja die Mächtigkeit einer Schichte im Bohrprofil schon verdoppelt und bei einem noch größeren Fallwinkel — ich erinnere daran, daß die oberirdisch aufgeschlossenen Schichten stellenweise fast saiger erscheinen — ist der Unterschied zwischen der wahren und der scheinbaren Mächtigkeit noch viel bedeutender. Das Auftreten vieler Schichten in der Gestalt von flachen „Linsen“ ist für das angebohrte Terrain um so mehr anzunehmen, als ein derartiges Auftreten vielfach auch oberflächlich beobachtet

1) Das Steinöl von Baku liefert durchschnittlich bloß 23 Proz. Leuchtöl.

werden kann; in den galizischen Petroleum-distrikten ist diese Erscheinung ebenfalls wohl bekannt.

In der Tiefe von 193 m wurde auch das „Bohrloch III“ aufgelassen und damit jede Hoffnung auf Erschürfung reichlicherer Ölmengen bis auf weiteres aufgegeben. Da die Verhältnisse insbesondere von den auch mit der Praxis der Steinölgeologie vertrauten Fachmännern bis zuletzt als aussichtsvoll betrachtet wurden, so entsteht nun die Frage, worauf denn eigentlich der Mißerfolg zurückzuführen sei. Da ist wohl zunächst zu berücksichtigen, daß das in Bohuslawitz zu Tage tretende Steinöl sich in dem angefahrenen „Ölsandstein“ wahrscheinlich nicht mehr auf der ursprünglichen Lagerstätte befindet und demgemäß der Zweck der Bohrung darin bestehen mußte, diese in einer größeren Tiefe vorausgesetzte Lagerstätte aufzufinden. Da kommt es nun sehr darauf an, wie man sich das Emporsteigen des Steinöls aus der Tiefe zu seiner sekundären Lagerstätte oder zur Erdoberfläche vorstellt. Es gibt hier zwei verschiedene Möglichkeiten, nämlich:

1. Entweder befindet sich die primäre Lagerstätte in den tiefliegenden Partien einer bestimmten, mehr oder weniger steil einfallenden Schichte oder Schichtengruppe und wird in dieser selbst — unter gleichzeitig stattfindender Filtration — durch Wasser oder Gase (in vielen Fällen wohl durch beide) emporgehoben. Oder

2. Das Steinöl steigt auf Klüften, die bis in den ölführenden Horizont hinabreichen, empor und dringt teilweise auch in einzelne aufnahmefähige Schichten, die von den erwähnten Klüften durchsetzt werden.

Wenn im ersten Falle die ölführende Schichte eine normale, gegen das angrenzende Gebirge entsprechend abgedichtete Antiklinale bildet, so ist der Scheitel der letzteren naturgemäß der der Erdoberfläche zunächst gelegene Punkt, an welchem das Steinöl durch eine Bohrung erreicht werden kann; es werden deshalb auch die natürlichen Ausbisse des Steinöls sehr häufig die Scheitel der Antiklinalen — wenigstens annähernd — bezeichnen. Die in Galizien so vielfältig bewährte Regel, die Bohrlöcher auf die Antiklinalen zu setzen, findet ohne Zweifel in der obigen Erwägung ihre Begründung.

Da sich erfahrungsgemäß die Ergiebigkeit der Bohrlöcher bedeutend steigert, wenn man das Ölreservoir in größerer Tiefe anzapft, so wird man bei einer normalen Antiklinale mit den Bohrungen vom Sattelnern weg gegen die Flügel, also immer gegen das Hangende der ölführenden Zone rücken; dasselbe wird bei isoklinaler Lagerung der

Schichten geschehen, während bei schiefen Antiklinalen auch eine Verschiebung gegen den Liegendschenkel zulässig erscheint, wenn dieser nicht gar zu steil einfällt. Tritt das Öl auf Klüften zu Tage, so ist es außerordentlich schwierig, den zur zweckentsprechenden Anbohrung des seiner Lage nach ganz unbekannten Hauptreservoirs geeigneten Punkt ausfindig zu machen. Was nun die Verhältnisse in Bohuslawitz anbelangt, so scheint die Tatsache, daß der ölführende Brunnen, die beiden in seiner Nähe abgeteufte, reichliche Naphthaspuren aufweisenden Probeschächte und endlich das „Bohrloch II“ in einen schmalen, auf dem Generalstreichen der Schichten nahezu normal stehenden Streifen fallen, die Existenz einer ölführenden Kluft oder „Zerrüttungszone“ anzudeuten. Die letztere Bezeichnung dürfte vielleicht zutreffender sein, da die Gesteine am Grunde der erwähnten Probeschächte (davon einer 10, der andere 6 m tief) nicht nur von zahlreichen Harnischen durchsetzt, sondern teilweise im wahren Sinne des Wortes zertrümmert waren. Vielleicht stehen die hier beobachteten starken Abweichungen von der allgemeinen Streichrichtung in Zusammenhang mit dieser Zerrüttungszone, aus welcher das Öl hie und da seitlich in poröse Schichten (Sandsteine) eindringt, während es an anderen Stellen durch Tonmergel und die fettigen Zersetzungserzeugnisse derselben — die zum Teile auch die Klüfte des Sandsteins in den oben erwähnten Probeschächten ausfüllen — an dem seitlichen Entweichen gehindert wird.

Nahm man für Bohuslawitz die Existenz eines tiefliegenden, aber sonst ganz unbekannten Steinölrezipienten an, aus welchem das Öl auf Klüften, beziehungsweise in der oben erwähnten, gleichsam ein ganzes System von Klüften repräsentierenden Zerrüttungszone emporsteigt, so mußte es sich bei der Anlage eines neuen Bohrloches darum handeln, diesen Rezipienten in einer entsprechenden Tiefe anzupapfen. Man hätte also, nachdem dieses Ziel mit dem „Bohrloch I“ nicht erreicht wurde, die Erreichung einer (stratigraphisch) größeren Tiefe dadurch anstreben müssen, daß man mit dem „Bohrloch II“ gegen das Liegende der im „Bohrloch I“ durchteufte sterilen Schichten rückte. Ging man hingegen von der Ansicht aus, daß der im „Bohrloch II“ angefahrne „Ölsandstein“ den oberen Partien des eigentlichen ölführenden Horizonts entspricht, so wäre es vielleicht angezeigt gewesen, nach Durchteufung dieses Sandsteins die Bohrung aufzulassen und das „Bohrloch III“ in das Hangende von II zu verlegen, an einen

Punkt, der sich aus dem obertägig beobachteten mittleren Fallwinkel der Schichten annähernd hätte bestimmen lassen. Die im „Bohrloch II“ sozusagen verschwendete Tiefe von nahezu 550 m unter dem „Ölsandstein“ wäre dann dem „Bohrloch III“ zugute gekommen, während dasselbe in seiner tatsächlichen Situation und mit seiner geringen Tiefe eigentlich ziemlich zwecklos war.

Ich muß hier ausdrücklich bemerken, daß die obigen Ausführungen durchaus nicht als eine abfällige Kritik der auf die Anlage der Bohuslawitzer Bohrlöcher bezüglichen Anordnungen aufgefaßt werden dürfen; diese Anordnungen gingen von ausgezeichneten, in Theorie und Praxis bis zur Meisterschaft ausgebildeten Fachmännern aus und ich will mir durchaus nicht anmaßen, zu behaupten, daß die Bohrungen einen besseren Erfolg gehabt hätten, wenn mein Vorschlag akzeptiert worden wäre. Der Mißerfolg kann ja auch ganz einfach darin begründet sein, daß die primäre Lagerstätte des Steinöls in einer Tiefe zu suchen ist, die man auch mit dem fast 650 m tiefen „Bohrloch II“ eben nicht erreicht hat. Bei einer angenommenen Neigung der Schichten von etwa 60° beträgt ja die wahre Mächtigkeit der durchteuften Schichten nicht viel über 300 m, während die Gesamtmächtigkeit des Alttertiärs in dem in Rede stehenden Gebiete gewiß viel bedeutender ist. Auf dem Scheitel der Antiklinale von Bóbrka in Galizien erreicht ein Bohrloch den Hauptölhorizont erst in etwa 500 m, an den Flügeln also in noch bedeutenderer Tiefe. Die Mächtigkeit des Eocäns allein wird in Galizien auf 200—500 m, die des Oligocäns auf 200—800 m geschätzt. Wenn nun auch durch Faltung tiefer gelegene Horizonte der Erdoberfläche näher gerückt werden können, so wird doch ein in stark gefalteten Schichten niedergebrachtes Bohrloch eine Mächtigkeit durchzuteufen haben, die in der Regel beträchtlicher sein wird, als die wahre Mächtigkeit der durchteuften Schichten. Es ist also nicht unmöglich, daß der tiefste Punkt des „Bohrloches II“ noch einige hundert Meter von dem eigentlichen Ölreservoir entfernt ist und daß sich das Ölfeld nicht mehr im Eocän, sondern in kretaceischen Ablagerungen, die hier in der Tiefe gewiß nicht fehlen, befindet. Daß einzelne in der Umgebung von Bohuslawitz a. d. Wlara vorkommende Sandsteine, die man mit einer gewissen Berechtigung der Kreideformation zuweisen könnte, keine Naphthaspuren enthalten, ist wohl kein triftiger Grund, an der Möglichkeit des Vorhandenseins eines kretaceischen „Ölsandsteins“ zu zweifeln, da ja die zu Tage tretenden

Partien eines solchen Gesteins ihren Ölgehalt ziemlich rasch verlieren müssen.

Ich muß endlich noch bemerken, daß ich den Aussichten auf Erbohrung von Steinöl im mährisch-ungarischen Grenzgebirge von Anfang an ziemlich skeptisch gegenüber gestanden bin. Auch ich halte dafür, daß die Bohrversuche mit Rücksicht auf die ansehnlichen Spuren von zu Tage tretendem Steinöl durchaus angezeigt waren, habe aber schon in meinem diesbezüglich abgegebenen Gutachten¹⁾ (de dato 23. Juli 1899 und 25. April 1900) auf jene Momente hingewiesen, die mir einen Erfolg als mindestens sehr zweifelhaft erscheinen ließen. Diese Momente lassen sich in folgende Sätze zusammenfassen:

1. Die Lagerungsverhältnisse in der Umgebung von Bohuslawitz a. d. Wlara sind für eine gesetzmäßige Ansammlung des Steinöls in größeren Reservoiren und auch für die Ausbeutung der ölführenden Schichten wenig günstig.

2. Da sich weder auf dem Wlara-Flusse, noch in den zahlreichen, tief eingeschnittenen Wasserfurchen der Umgebung von Bohuslawitz auch nur die geringsten Naphthaspuren erkennen lassen, so kann auf eine ansehnliche Ausdehnung des vorhandenen Steinölvorkommens nicht geschlossen werden.

3. Die ergiebigen Naphthalager der Karpaten keilen sich in Westgalizien aus. Mähren liegt offenbar schon außerhalb des eigentlichen karpatischen Steinölterrains und alle westlich von den Beskiden auftretenden Steinölvorkommnisse sind nur als lokale Erscheinungen von beschränkter räumlicher Ausdehnung aufzufassen.

Die tatsächlich vorhandene, mitunter sehr weitgehende Übereinstimmung gewisser Gesteinstypen der Umgebung von Bohuslawitz mit charakteristischen Ablagerungen der galizischen Naphthagebiete halte ich für ganz belanglos. Ich kenne z. B. die vielberufenen roten Tone und die sogenannten „Menilitschiefer“ von vielen Stellen der mährischen Karpaten, habe jedoch niemals Spuren von Steinöl in diesen Gesteinen oder ihrer Umgebung beobachtet. Speziell der Menilitschiefer wird ja vielfach für eine Hauptquelle der Steinölbildung gehalten, insbesondere mit Rücksicht auf die in ihm oft

¹⁾ Diese Gutachten befinden sich in autographischer Reproduktion in den Händen sämtlicher Experten, die berufen worden waren, in dieser Angelegenheit ein Urteil abzugeben. In gleicher Weise liegen mir die Gutachten der anderen Experten vor; ich habe mich jedoch nicht für berechtigt gehalten, von diesen Gutachten hier Gebrauch zu machen.

massenhaft angehäuften Fischreste. In einer Probe von wenig verwittertem, dunkelbraunem Menilitschiefer, der bei Gr.-Niemtschitz (im südlichen Mähren) in ansehnlicher Mächtigkeit zu Tage tritt, habe ich nahezu 6 Proz. flüchtige Substanzen gefunden, eine Ähnlichkeit derselben mit Steinöl konnte ich jedoch nicht erkennen. Auch in den zumeist im Menilitschiefer angelegten Kellern von Gr. Niemtschitz habe ich niemals Spuren von Steinöl beobachtet. Wir sehen also, daß die auch bei Kłęczany in Westgalizien ganz ansehnliche Mengen von Steinöl enthaltenden Menilitschiefer in Mähren ganz steril sind, während anderseits im mährisch-ungarischen Grenzgebirge trotz des unzweifelhaften Vorkommens von Steinöl die Menilitschiefer vollständig fehlen. Damit soll natürlich die von Prof. Dr. L. Szajnocha¹⁾ in überzeugender Weise dargelegte Möglichkeit der Bildung von Steinöl aus dem Bitumen der Menilitschiefer durchaus nicht bestritten werden; ich wollte nur andeuten, daß es in den geologisch ganz analog konstituierten Gebieten der karpatischen Sandsteinzone nicht überall zur Steinölbildung kommen mußte, und daß man deshalb auf die Übereinstimmung des Bohuslawitzer Alttertiärs mit dem der galizischen Naphthareviere kein besonderes Gewicht legen darf.

Noch weniger Gewicht lege ich auf die Übereinstimmung einzelner Foraminiferen in den beiden Gebieten. In Galizien scheinen gewisse Typen kieselschaliger Foraminiferen in den Augen mancher Naphthaspezialisten den Rang von „Leitfossilien für das Auftreten von Steinöl“ zu besitzen, da ein sehr geschätzter, in der Praxis vielfach erprobter Fachmann in einem an mich gerichteten Briefe nicht nur die in Bohuslawitz bis etwa 400 m durchteuften Schichten auf Grund des Vorkommens von *Cyclammina amplexans* und *C. retrosepta* mit den „oberen Horizonten von Potok und Schodnica“ identifiziert, sondern aus dieser Identität auch geschlossen hat, daß wahrscheinlich in 600 m oder — „weil der letzte Bohrschmand sehr gut war“ — in einer noch geringeren Tiefe das Öl angefahren werden dürfte. In einem zweiten Briefe bezeichnet derselbe Fachmann die *Cyclamminen* als „eine sehr beliebte Form der Naphthaterrains“, die *Trochamminen* (besonders *Trochammina contorta* und *T. subdiscreta*) als „sehr gut“, die *Globigerinen* hingegen als „schlecht“. Dem-

gegenüber kann ich nur bemerken, daß ich gerade die „guten“ Formen schon viele Jahre früher, als sie in Galizien beobachtet wurden, im karpatischen Alttertiär Mährens aufgefunden habe, und zwar in Ablagerungen, die nicht die geringsten Spuren von Steinöl enthielten. Ich konnte deshalb auch in dem Vorkommen von *Cyclamminen* und *Trochamminen* in einzelnen Bohuslawitzer Bohrproben durchaus keinen Anhaltspunkt für ein günstiges Prognostikon der dortigen Bohrversuche finden.

¹⁾ „Über die Entstehung des karpatischen Erdöls“, in der Zeitschrift „Naphtha“, Lemberg 1899: Verlag des galiz. Petroleum-Vereins.