

Mitteilungen

Erdöl- und Erdgasvorkommen in der Arktis — Ein Überblick

Von Rolf Lindemann *

Zusammenfassung: Die Arktis ist in den letzten Jahren immer stärker in das Blickfeld der Ölgeologen und -prospektoren gerückt. Eine Ölförderung ist heute wegen der großen technischen Fortschritte in dieser Branche durchaus möglich, wenn auch nicht immer ganz unproblematisch. Der Artikel versucht, einen Überblick über den gegenwärtigen Stand der Erdölförderung und -prospektion in den einzelnen arktischen Teilräumen zu geben.

Summary: During recent years arctic regions have become more and more interesting to oil geologists and prospectors. Production and transport of oil and gas are still not quite unproblematical even though tremendous technical progress has been made. This article attempts to give a survey of today's oil production in the arctic areas.

Die Energiekrise der Jahre 1973 und 1974 hat gezeigt, in wie hohem Maße die Industrieländer der Welt — vor allem die USA, Westeuropa und Japan — von den Erdöl- und Erdgasvorräten des Vorderen Orients abhängig sind. Die Reaktion der internationalen Ölgesellschaften und der sie stützenden Industrieländer auf den Ölboykott durch die traditionellen Lieferländer und die drastischen Preiserhöhungen war eine Beschleunigung und Intensivierung der Prospektierung in Gebieten, die außerhalb der arabischen Einflußsphäre liegen, deren Ölhoffigkeit aber von den Geologen vielfach schon seit längerer Zeit als sehr gut veranschlagt wird. Dadurch wird eine Entwicklung beschleunigt, die auch ohne die Ereignisse der letzten Jahre gekommen wäre, nämlich die Ausdehnung der Erdöl- und Erdgasproduktion einmal auf größere Tiefen des Festlandssockels, zum anderen aber auch in neue Landgebiete. Im Rahmen dieser Entwicklung nimmt die Arktis mit ihren großen Sedimenttrögen eine Sonderstellung ein. Manche Experten sehen für die Zukunft eine Verlagerung des Schwerpunktes der Weltölproduktion vom Nahen Osten in die Arktis voraus.

Ölsuche und Ölproduktion befinden sich derzeit in einem technologischen Fortschritt, dessen Geschwindigkeit selbst für diese sich traditionell rasch entwickelnde Branche außergewöhnlich ist. Erst 1954 begann die wirkliche Erforschung untermeerischer Ölvorkommen durch die erste mobile Bohrinself im Golf von Mexiko, die legendäre „Mr. Charlie“. Sie konnte in Wassertiefen bis zu 15 m arbeiten. Bohrschiffe, die jetzt im Bau sind, werden in bis zu 1.000 m Wassertiefe arbeiten können. Ein zweiter Bereich, in dem die Technik sehr rasch fortschreitet, ist der Bau von Pipelines, die heute selbst in schwierigstem Gelände und über weite Strecken unter Wasser verlegt werden können. In beiden Bereichen haben die Ölvorkommen in der Nordsee für die Entwicklung der Technik eine große Rolle gespielt. Die Erfahrungen, die man in diesem sehr ungünstigen Seegebiet gewonnen hat, dürften auch der Erschließung der Arktis in hohem Maße zugute kommen.

Während also die technischen Probleme gelöst oder zumindest der Lösung nahegebracht sind, bereitet der Kapitalbedarf der Erschließung von abgelegenen Ölvorkommen noch immer große Schwierigkeiten. Er ist in der Nordsee derzeit pro geförderter Tonne Öl etwa 12 $\frac{1}{2}$ mal so hoch wie im Nahen Osten und dürfte in der Arktis noch wesentlich höher liegen. Damit ist die Erschließung arktischer Vorkommen stark abhängig vom Welterdölpreis. Bleibt er hoch, ist mit einer verhältnismäßig raschen Erschließung zu rechnen. Zum anderen ist eine Nutzung nur dann wirtschaftlich, wenn es sich um sehr

* Dr. Rolf Lindemann, Institut für Geographie und Länderkunde der Universität, 44 Münster (Westf.), Robert-Koch-Straße 26.
Der Bericht basiert auf Artikeln der norwegischen Ölzeitschrift „noroil“, Stavanger 1973 f.

große Vorkommen handelt. Schon jetzt ist ein Ölfeld in 100 m Wassertiefe nur dann lohnend, wenn es einen nutzbaren Inhalt von mindestens 500.000 t hat. Gegenwärtig sind auf der Welt aber nur etwa 150 Felder dieser Größenordnung bekannt. Ferner muß bei einem Ausbau berücksichtigt werden, welche Folgen der Bau von Förderanlagen und vor allem von Ölleitungen auf das labile ökologische Gleichgewicht der Arktis haben kann. Hier fehlen noch wichtige Untersuchungen. Und schließlich gibt es noch schwierige Probleme völkerrechtlicher Art, zu deren Lösung die Seerechtskonferenz in Caracas 1974 kaum beigetragen hat.

Im folgenden soll versucht werden, in einem Überblick den neuesten Stand der Erdölsuche und -produktion in der Arktis zu schildern, wobei nach Staaten vorgegangen wird, da die Exploration von Land zu Land unterschiedlich weit gediehen ist und dem einzelnen Staat über die Vergabe von Konzessionen eine entscheidende Rolle bei der Steuerung der Erschließung zukommt.

1. Arktische Gebiete der Sowjetunion

Sowjetische Wissenschaftler behaupten, daß Sibirien die größten Öl- und Gasvorräte der Welt enthalte. Diese These ist schon vor längerer Zeit vertreten worden, sie erhielt ihre erste Bestätigung erst 1960, als Öl in der Nähe von Tjumen nachgewiesen wurde. Heute sind in diesem Gebiet etwa 150 Öl- und Gasfunde gemacht worden. Sie konzentrieren sich im wesentlichen auf einen Gürtel entlang des 66. Breitengrades, weisen jedoch einige wichtige Ausläufer nach Norden auf. Allein das Tjumenfeld wird 1975 bereits 130 Mill. t Öl pro Jahr liefern. Die Gasproduktion wird in Abhängigkeit vom Ausbau der Leitungen anwachsen.

Die größten Öl- und Gasvorkommen sind jedoch in der Nähe der Obmündung gefunden worden. Das Gasfeld von Urengoi, südöstlich der Obbucht, gilt mit 4.300 km² Größe und nutzbaren Reserven von etwa 6 Bill. m³ als eines der größten der Welt (zum Vergleich: das Feld östlich von Groningen, das größte Westeuropas, enthält etwa 1,1 Bill. m³). Ihm entspricht in der Größenordnung das Erdölfeld von Samotlor etwa 400 km weiter südlich am Ob. Sein Gehalt an Öl wird inoffiziell mit etwa 2 Mrd. t angegeben. Ein Gasfeld 500 km westlich von Jakutsk wird — ebenfalls inoffiziell — für noch größer als das von Urengoi gehalten. Es soll mehr als 12 Bill. m³ bergen.

Die Gewinnung von Öl und Gas aus diesen Feldern stellt die sowjetische Mineralölwirtschaft vor ernste technische und wirtschaftliche Probleme angesichts der Schwierigkeiten, die das harte Klima und die riesigen Sumpfbereiche im Sommer mit sich bringen. Zwar werden in Tobolsk und Tomsk große Ölraffinerien errichtet, und es werden Kraftwerke geplant, die einen Teil des Erdgases in Elektrizität umsetzen sollen, aber in jedem Fall wird der größte Teil der Fördermengen über Rohrleitungen in die zentralen Teile der Sowjetunion transportiert werden müssen. Gerade dabei aber treten die größten Schwierigkeiten auf.

Die Ölvorkommen in Westsibirien werden derzeit durch zwei Leitungen mit den Verbrauchergebieten verbunden: Die eine läuft von Alexandrowskoje am mittleren Ob parallel zum Fluß über 800 km nach Anshero-Sudscharsk in der Nähe von Tomsk. Sie hat einen Durchmesser von 1,22 m. Eine zweite Leitung mit dem gleichen Durchmesser geht von Samotlor aus und führt über 2.000 km durch die riesigen Sümpfe Westsibiriens und über den Ural nach Almetjewsk (etwa 200 km nordöstlich von Kuibyschew). 1973 wurde eine 1.500 km lange Gasleitung von Sibirien in die zentralen Teile der Sowjetunion verlegt. Insgesamt wurden 1973 7.800 km neue Öl- und 7.300 km neue Gasleitungen in Betrieb genommen. Auch für 1974 rechnet man mit etwa 15.000 km neuen Pipelines.

Ein weiteres Projekt, das nicht nur wegen seiner technischen, sondern auch wegen seiner politischen Probleme bemerkenswert ist, befindet sich in der Planung. Es läuft unter dem

Namen „Nordstern“ und sieht den Bau einer 2.400 km langen Gasleitung vom Urengoi-feld bis in die Nähe von Petsamo vor. Allein diese Pipeline würde 2,2 Mrd. \$ kosten. Hier soll das Gas auf -163° C abgekühlt und verflüssigt werden, um dann mit etwa 20 bis 24 Spezialtankern, die jeweils 125.000 t Flüssiggas laden könnten, zur amerikanischen Ostküste transportiert zu werden. Das Projekt wird von einigen amerikanischen Firmen geplant, eine offizielle Stellungnahme liegt weder von der sowjetischen noch von der amerikanischen Regierung vor.

Es scheint, als sei die Sowjetunion voll mit der Erschließung der sibirischen Öl- und Gasvorkommen beschäftigt und die Erkundung untermeerischer Vorkommen sei demgegenüber von sekundärer Bedeutung. Die geologischen Bedingungen für die Existenz größerer Öl- und Gasreserven auf dem Festlandssockel in der Barentssee und im Seegebiet vor Nordsibirien sind vielversprechend. In der Karasee, der Laptewsee und der Ostsibirischen See halten sich die Wassertiefen sogar weithin unter 30 m. Bisher ist in diesem Bereich jedoch nur eine Bohrung auf der Insel Kolgudjew südwestlich von Nowaja Semlja niedergebracht worden. Immerhin haben die Sowjets Kontakte zu norwegischen Lieferfirmen von Unterwasserbohrgeräten aufgenommen, und ihre Haltung bei den schwierigen Grenzverhandlungen mit Norwegen deutet an, daß auch sie möglicherweise bald den Schritt zur untermeerischen Prospektierung in der Arktis tun werden.

2. Spitzbergen

In die verhältnismäßig junge ölgeologische Beschäftigung sowjetischer Wissenschaftler mit der Barentssee gehört auch eine Bohrung, die 1974 an der Colesbucht zwischen Barentsburg und Longyearbyen auf Spitzbergen von der russischen Staatsgesellschaft Trust Arktikugol niedergebracht wurde. Es handelt sich um eine stratigraphische Bohrung, die geologische Untersuchungen ergänzen soll, wie sie seit einiger Zeit auf dem Spitzbergenarchipel betrieben werden (LIVSIC, 1974).

Seit 1965, als am Van-Mijen-Fjord die erste Bohrung niedergebracht wurde, sind bis 1974 insgesamt 12 Löcher auf dem Spitzbergenarchipel gebohrt worden, davon zwei auf der Insel Hopen. Keine Bohrung hat Vorkommen von Öl oder Gas nachweisen können. Dennoch sind die Geologen davon überzeugt, daß Teile des Archipels und das südlich und westlich vorgelagerte Seegebiet durchaus vielversprechend sind.

Eine besondere rechtliche und politische Schwierigkeit bei Bohrungen in den Gewässern um Spitzbergen besteht darin, daß Norwegen den Festlandssockel außerhalb der Territorialgewässer um Spitzbergen als Fortsetzung des nordnorwegischen Festlandssockels ansieht. Das wird von mehreren Staaten, darunter auch der Bundesrepublik, bestritten. Nach ihrer Auffassung hat Spitzbergen einen eigenen Festlandssockel, der nach der Genfer Konvention von 1958 (FAHL, 1965) nach dem Mittellinienprinzip von dem Norwegens getrennt werden muß und auf dem dem Spitzbergenvertrag von 1920 zufolge alle Signatarstaaten (über 40, darunter auch die BRD als Rechtsnachfolgerin des Deutschen Reiches) das Recht zur Gewinnung von Erdöl hätten. Eine erste Klärung dieser Frage dürfte sich aus den derzeit laufenden Verhandlungen zwischen Norwegen und der UdSSR über den Verlauf der Grenze im Bereich der Barentssee und um Spitzbergen ergeben.

3. Grönland

Mitte Juni 1974 bot das dänische Grönlandministerium den internationalen Gesellschaften Konzessionen für die Olsuche und -förderung im Seegebiet vor der Küste von Westgrönland an. Dies Offshoregebiet wird nicht nur wegen seiner Stürme und Eisverhältnisse zu den schwierigsten der Welt zählen (nur während etwa 4 Monaten pro Jahr ist eine Bohrung möglich), sondern auch wegen der harten dänischen Konzessionsbestimmungen. Der Festlandssockel vor der grönländischen Westküste wurde analog zur Nordsee in Blöcke eingeteilt, die in ostwestlicher Richtung 30 und in nordsüdlicher 10 Minuten groß

sind. Dadurch variiert die Größe der Blöcke zwischen 527 km² im Süden und 322 km² im Norden. Von den insgesamt 562 Blöcken des Festlandsockels wurden 167 (etwa 70.000 km²) zur Olsuche angeboten, verteilt auf drei Hauptgebiete: 40 Blöcke im Norden im Seegebiet vor der Diskoinsel, 110 Blöcke zwischen Nordre Strömfjord und Sukkertoppen und 17 Blöcke südwestlich von Godthåb. Diese Gebiete dürften geologisch die interessantesten sein, mit teilweise mächtigen Sedimentschichten und guten Möglichkeiten für die Existenz von Ölfallen. Zu diesen Erkenntnissen ist man allerdings noch nicht durch Untersuchungen im Meer gelangt, sondern durch die Beobachtung, daß sich auf dem Land untersuchte Strukturen ins Seegebiet hinein fortsetzen.

Im Gegensatz zur Nordsee handelt es sich in Westgrönland um kombinierte Such- und Förderkonzessionen, da die Kosten der Olsuche erheblich höher liegen als in der Nordsee. Ähnlich wie dort muß der Konzessionsnehmer nach Ablauf von sechs Jahren ein Drittel und nach Ablauf von weiteren vier Jahren ein weiteres Drittel seines Konzessionsgebietes an den Staat zurückgeben.

Die Abgaben und Steuern, die die Dänen erheben, sind sehr hoch. Der Prozentsatz der „Royalties“ liegt bei 12 $\frac{1}{2}$ % des Bruttowertes des Ols. Außerdem wird eine Einkommensteuer von 55% erhoben. Bis die Investitionen zu 100% abgeschrieben sind, wird den Gesellschaften jedoch auf der Basis der besonderen Steuervorteile Grönlands Steuerfreiheit gewährt. Der dänische Staat behält sich das Recht vor, mit bis zu 50% an eventuellen Produktionen beteiligt zu werden. In Fachkreisen hat dies zu Spekulationen darüber geführt, ob der dänische Staat etwa eine eigene Olgesellschaft analog zur norwegischen Statoil gründen will. Die Dänen rechnen offenbar damit, daß die hohen Abgaben in den Augen der Olgesellschaften aufgewogen werden durch die derzeit hohen Ölpreise auf dem Weltmarkt, durch die für sie immer ungünstiger werdende Lage im Mittleren Osten und durch die eventuellen kurzen Transportwege zu den Hauptverbraucherzentren in Westeuropa und der Ostküste der USA. Daher erklärt sich auch wohl das große Interesse, mit dem die internationale Ölwirtschaft auf die dänischen Angebote reagiert hat: Bei Ablauf der Meldefrist am 25. Oktober 1974 hatten sich 24 Gesellschaften aus 9 Ländern um Konzessionen beworben. Man rechnet jetzt damit, daß die ersten seismischen Untersuchungen 1975 und die ersten Bohrungen (von Bohrschiffen, nicht von Bohriseln aus) möglicherweise schon 1976 beginnen können.

Die angebotenen Blöcke umfassen nur etwa 3% des gesamten grönländischen Festlandsockels. Weitere große Sedimenttröge liegen vor Nordgrönland und Nordostgrönland (Pearyland und Kronprinz-Christian-Land), wo die geologischen Verhältnisse denen der kanadischen Arktisinseln ähneln, und vor Ostgrönland. Dort entsprechen die geologischen Schichten denen Nordwesteuropas, mit dem dieses Gebiet vor der Trennung der Kontinente eine Einheit bildete. Hier sind die klimatischen und Eisverhältnisse natürlich noch weit härter als vor Westgrönland.

4. Kanada

Stärker als in anderen Ländern, die am Beginn ihrer Rolle als ölproduzierende Nationen stehen (Norwegen, Großbritannien), wird in Kanada Geschwindigkeit und Ausmaß der Erdölsuche von politischen und rechtlichen Fragen bestimmt. So standen 81 Bohrlöchern in der kanadischen Arktis 1973 nur einige wenige im Jahre 1974 gegenüber, die nur zur Erfüllung des Pflichtprogramms der einzelnen Gesellschaften und damit zur Vermeidung von Konventionalstrafen niedergebracht worden waren. Der Grund lag in einer für die Gesellschaften sehr ungünstigen Steuergesetzvorlage. Die Wahl im Juli 1974 sorgte zwar dafür, daß diese Vorlage verschwand, aber neue Pläne der Regierung Trudeau, die auf eine rückwirkende Staatsbeteiligung von bis zu 50% an erfolgreichen Funden nach dem „carried interest“-Prinzip hinauslaufen, sind nicht dazu angetan, die Gesellschaften zu größerer Aktivität anzutreiben, ebensowenig wie die Gründung einer Staatsgesellschaft,

der Petrocanada. Da der Rohölpreis in Kanada künstlich auf einem niedrigen Niveau gehalten wird und ein Rechtsstreit zwischen der Bundesregierung und der Provinzregierung von Neufundland über die Vergabe und Besteuerung von Konzessionen vor Labrador und Neufundland droht, halten sich die Gesellschaften mit ihren Investitionen zurück.

Ölsuche und -produktion wird heute in drei Gebieten Kanadas betrieben: auf den nordkanadischen Inseln und im Mackenziedelta, auf dem Schelf vor Labrador und Neufundland und in der Hudsonbucht (diese Gebiete werden von den Ölgesellschaften als „Ostkanada“ zusammengefaßt) und schließlich im Bereich der ölführenden Sande von Alberta. Die Problematik dieses letzten Gebietes soll hier nicht ausgeführt werden.

Bis Ende Mai 1974 wurden auf den kanadischen Arktisinseln 41 Bohrlöcher angelegt gegenüber 58 im gleichen Zeitraum 1973. Das hier immer noch recht hohe Aktivitätsniveau erklärt sich durch die Tätigkeit der zu 45% in staatlichem Besitz befindlichen Panarctic Oil. Sie erbohrte auf der Halbinsel Sabine der Melvilleinsel ein größeres Gasvorkommen. Seine Ausdehnung ist derzeit nur andeutungsweise bekannt. Selbst wenn man es mit dem Heclafield auf der Westseite der Insel zusammenkoppeln würde, lägen die Vorräte zwar über den früher veranschlagten 200 Mrd. m³, aber immer noch weit unter den ca. 650 Mrd. m³, die nötig wären, damit der Bau einer Pipeline ökonomisch erschiene. Eine solche Rohrleitung würde mit ihrer Verlegung auf dem Meeresboden unter dem Eis erhebliche technische Probleme bringen. Ob die Pipeline auf dem West- oder auf dem Ostufer der Hudsonbucht verlegt würde, ist noch offen. Man will augenscheinlich die Ergebnisse der laufenden Bohrungen in der Hudsonbucht abwarten.

Bei einer Bohrung im Seegebiet 12 km vor der Melvilleinsel wurde zum ersten Mal auf der Welt mit Landbohrgeräten von einer Eisscholle aus gearbeitet. Die Wassertiefe lag hier bei 130 m, die Lufttemperatur schwankte zwischen —10° C und —45° C. Für Bohrungen in der Beaufortsee, in der gegenwärtig umfassende seismische Untersuchungen betrieben werden, wird man eisverstärkte Bohrschiffe oder künstliche Inseln verwenden. Auf diese letzte Weise würde man die Notwendigkeit einer Konzession zur Offshorebohrung umgehen, mit der nicht vor 1976 zu rechnen ist, da zunächst umfassende ökologische Studien durchgeführt werden sollen.

Im ostkanadischen Ölgebiet sind bisher etwa 100 Löcher gebohrt worden. Am 1. Dezember 1974 waren hier vier mobile halbtauchende Bohrinseln tätig. Das Interesse hat sich von der Sableinsel, an deren Westspitze Gasfunde gemacht wurden, deren Ausmaß derzeit getestet wird, auf den Bereich der Neufundlandbänke und des Schelfs vor Labrador verlagert. Zwei Bohrlöcher vor Labrador, Bjarni und Gudrid, haben 1974 Öl ergeben. Ausdehnung und Gehalt der Felder müssen noch untersucht werden.

Insgesamt werden von den kanadischen Ölgeologen größere Funde aus der Beaufortsee, der Hudsonbucht und vom Festlandssockel vor Labrador/Neufundland erwartet.

5. Alaska

Die derzeit bekanntesten Erdölfunde in der Arktis sind die Alaskas. Gegenüber der Sensation der neuen Funde von 1968 in der Prudhoe Bay und der Fahrt der „Manhattan“ vergißt man nur allzu leicht, daß schon seit 1957 in Alaska Erdöl gefördert wird, und zwar im Cook Inlet auf der Südseite der Halbinsel. Dies Offshoregebiet liefert jährlich etwa 9 Mill. t. Durch die Funde auf dem „North Slope“ im Januar 1968 haben sich die geschätzten Vorräte Alaskas auf 7 Mrd. t Öl und 7—8 Bill. m³ Gas erhöht. Damit verfügt Alaska über größere Vorräte als Libyen.

Die Vorkommen in der Prudhoe Bay liegen in 2.500 bis 3.000 m Tiefe in triassischen und karbonischen Schichten. Das Öl erreicht die Oberfläche mit einer Temperatur von 70° C. Für den Abtransport standen zwei Möglichkeiten offen: eine Tankerroute durch die

Nordwestpassage und eine Pipeline quer durch Alaska bis an die eisfreie Südküste. Zwar hat die Fahrt des für eisreiche Gewässer umgebauten Tankers „Manhattan“ bewiesen, daß der Transport per Schiff technisch möglich ist. Um die geförderten Mengen transportieren zu können, wären jedoch etwa 25 Riesentanker von je 250.000 BRT notwendig. Obgleich das Öl per Eisbrecher-Tanker billiger zu den Hauptverbrauchscentren an der Ostküste der USA geliefert werden könnte als im gebrochenen Verkehr über Pipeline — Tanker — Pipeline, entschloß man sich doch zum Bau der Trans-Alaska-Pipeline wegen der großen Unsicherheiten, die im Tankerverkehr durch die Nordwestpassage bestehen. Der Bau einer 1.300 km langen Pipeline von Prudhoe Bay bis zum eisfreien Hafen Valdez ist ein großes technisches Wagnis. Es müssen 2.500 m hohe Gebirgspässe überwunden werden. Auch der Dauerfrostboden, der sich im kurzen Sommer in bodenlosen Morast verwandelt, stellt besondere Anforderungen an die Verlegung. Besonders von Ökologen wurden schwerwiegende Einwände gegen die Leitung geltend gemacht, etwa der, daß sie durch ein besonders erdbebengefährdetes Gebiet liefe und Leitungsbrüche unabsehbare Folgen haben würden. Gegen solche Brüche wurden besondere Vorkehrungen eingebaut. Wegen der Wanderzüge der Karibous wird die Pipeline über weite Strecken auf Stelzen verlegt werden. Auch das Klima wirft Schwierigkeiten auf: Das Öl in der Leitung wird im Dauerfrostboden zu dickflüssig und muß von Zeit zu Zeit erwärmt werden. Wegen all dieser Schwierigkeiten wurde der Bau jahrelang verzögert, bis dann 1974 unter dem Druck der Ölkrise die Genehmigung erteilt wurde. Man rechnet jetzt damit, daß etwa ab 1977 täglich rund 286.000 t Öl durch die 1,2 m dicke Leitung fließen werden. Diese Menge entspricht etwa einem Drittel des gegenwärtigen US-Imports.

Literatur

- Fahl, G.: Der „Festlandssockel“. Ein neuer Begriff des Völkerrechts, Geogr. Rdschau 17, 1965, S. 68—71.
 Livsic, J. J.: Palaeogene deposits and the platform structure of Svalbard, Norsk Polarinstitut. Skr. Nr. 159, Oslo 1974, 50 S.
 Arctic Report. noroil, Vol. 2, 1974, S. 21—48.

Der Eintritt Österreichs in die Polarforschung Vor hundert Jahren fand die Nordpolarfahrt Payer / Weyprecht ihren Abschluß

Von Fernand Salentiny *

Zusammenfassung: Als am 24. August 1874 ein russisches Schiff die 23 Schiffbrüchigen der Österreichisch-Ungarischen Nordpolar-Expedition aufnahm, hatte ein gewagtes Unternehmen durch die führerischen Qualitäten zweier Offiziere — Payer und Weyprecht — einen glücklichen Abschluß gefunden. Österreich hatte damit seinen Teil zur Erforschung des Nördlichen Eismeres beigetragen.

Résumé: En date du 24 août 1874 un navire russe recueillit les 23 rescapés de l'expédition autrichienne, revenant de l'exploration des régions encore inexplorées de la Mer Barents entre les îles Spitzberg et la Nouvelle Zemble. Ainsi prit fin une des épopées les plus dramatiques pour la conquête du Pôle Nord. Grâce à la ténacité et l'endurance des deux chefs Payer et Weyprecht, la grande aventure a pu prendre une fin heureuse. Par cette expédition, l'Autriche a fourni sa part pour la conquête du continent blanc.

Am 24. August 1874 gegen 8 Uhr abends erschien das russische Schiff „Nikolaj“ unter dem Befehl von Kapitän Voronin in der Barentssee und rettete die 23 Schiffbrüchigen des österreichisch-ungarischen Nordpolar-Expeditionsschiffes „Tegetthoff“. Damit endete die dramatische und von aller Welt bereits aufgegebenen Expedition zur Erforschung der noch unbekanntten Gebiete zwischen Spitzbergen und Nowaja Semlja. Nur ein einziges Mitglied der Besatzung, der Maschinist O. Krusch, war an Tuberkulose und an Skorbut am

* Prof. Fernand Salentiny, 78, rte de Noertzange, Schifflange, Luxemburg.