Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 72 (1981)

Heft: 24

Artikel: Stand und Aussichten der Erdöl- und Erdgasforschung in der Schweiz

Autor: Büchi, U. P.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-905189

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 09.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

rafales et changements brusques de direction de vent. Une collaboration avec l'Université de Cagliari a conduit à l'installation d'une éolienne dans une ferme modèle (fig. 8) et se poursuit au niveau des mesures et essais.

Adresse de l'auteur
S. Mattatia, ing. EPFL, chef des bureaux techniques, Electricité Neuchâteloise S.A., 2035 Corcelles.

Stand und Aussichten der Erdöl- und Erdgasforschung in der Schweiz

Von U.P. Büchi

Der nachfolgende Bericht wurde anlässlich der Vereinsversammlung des Schweizerischen Nationalkomitees der Welt-Energie-Konferenz vom 2. November 1981 in Zürich vorgetragen. Der Autor befasst sich mit der Entwicklung und den Resultaten der Erdöl- und Erdgasprospektion in der Schweiz. Die Erdöl-/Erdgas-Entstehung wird erläutert und die angewendete Bohrtechnik beschrieben.

L'exposé ci-après a été présenté à l'occasion de l'assemblée générale du Comité national suisse de la Conférence mondiale de l'énergie en date du 2 novembre 1981 à Zurich. L'auteur traite les questions du développement et des résultats de la prospection pétrolière et gazière effectuée en Suisse. On y explique la formation du méthane et on y décrit les méthodes de forage appliquées.

1. Entwicklung der Kohlenwasserstoff-Prospektion in der Schweiz

Im Jahre 1947 haben zwei Studenten der Geologie beim kantonalen Baudepartement des Kantons St. Gallen eine Erdölkonzession für das Gebiet Fürstenland und Untertoggenburg eingereicht. Dem Gesuch wurde stattgegeben, die Kosten für diese Konzession betrugen einige wenige Franken, nämlich die Schreibgebühren. Weder der damalige Sekretär des Baudepartementes, der spätere Regierungsrat Dr. Simon Frick, heute Geschäftsführer der Swisspetrol, welcher die Konzessionsurkunde überreichte, noch die beiden Studenten, von denen der eine ich selbst war, hätten je gedacht, dass erst am 30. April 1981, somit fast 35 Jahre später, der erste ausbeutungswürdige Fund, jener von Finsterwald-Entlebuch, bekanntgegeben werden würde.

Ausdauer und wissenschaftlich begründeter Optimismus waren notwendig, um diesen ersten kleinen Erfolg zu erringen.

In den Jahren 1956 bis 1981 wurden unter der Ägide der Swisspetrol und ihrer Beteiligungsgesellschaften (Tabelle I) ca. 200 Mio Franken für die Erdöl- und Erdgasprospektion aufgewendet. Es bedurfte einer ausserordentlichen Kraftanstrengung der schweizerischen Wirtschaft und ihrer ausländischen Partner, um diese respektable Leistung zu vollbringen. Mit anderen Worten hatte die Wirtschaft unseres Landes mit den ausländischen Partnern das grosse Risiko auf sich genommen, auf unserem steinigen schweizerischen Boden nach Erdöl und Erdgas zu forschen, obwohl die Gefahr bestand, keine wirtschaftlich ausbeutbaren Lagerstätten von Erdöl oder Erdgas zu finden. Am Anfang der schweizerischen Erdöl- und Erdgasforschung stand somit der Pioniergeist der fünfziger Jahre.

In den Jahren 1950–1952 wurden die kantonalen Regierungen, unter deren Hoheit das Bergregal steht, von Konzessionsgesuchen ausländischer Gesellschaften geradezu überschwemmt.

Am 28. November 1952 erliess der Bundesrat ein in seinem Grundgehalt noch heute höchst wichtiges Kreisschreiben. Er verlangte von den kantonalen Regierungen, dass diese nur Konzessionen an schweizerisch beherrschte Gesellschaften, d.h. an Aktiengesellschaften mit mehrheitlich schweizerischem Kapital, erteilen sollten. Eine im schweizerischen Territorium gefundene Erdgas- oder Erdöllagerstätte sollte von einer Gesellschaft ausgebeutet werden, die mehrheitlich schweizerisch beherrscht ist.

Weitblickend hatten sich Bundesrat und kantonale Regierungen schon vor 30 Jahren zum Ziele gesetzt, dass die schweizerische Erdöl- und Erdgasforschung wegen ihrer nationalen Bedeutung schweizerisch beherrscht sein soll. Die Kantone haben sich bei den Konzessionserteilungen bis heute an diese Richtlinie gehalten.

Gliederung der Swisspetrol — Tabelle I

Beteiligungsgesellschaft der Swisspetrol	Ausländische Partner	Konzessionsgebiet
SEAG	BEB	SG, TG, ZH, AG, GL, SZ, ZG, AI, AR, SH
LEAG	BEB	LU nur Schürfbewilligung NW, OW
SAdH	BEB	Teil des Kantons VD
BEAG	SNEA, BEB, BOMIN	BE (Mittelland, Alpenrand) FR Südteil
Jura Bernois Pétrole SA	Shell Switzerland	BE (Jura)
Jura Vaudois Pétrole SA	Shell Switzerland	Teil des Kantons VD (Konzession abgelaufen)
Jura Soleurois Pétrole SA	Shell Switzerland	SO
Baselland Petrol AG	Shell Switzerland	BL
Jura Pétrole SA	Shell Switzerland	JU
Petrosvibri SA	BEB	Teil des Kantons VD

Zu verschiedenen Malen beauftragte die Swisspetrol neutrale Erdölexperten, die Forschungsresultate zu bewerten bzw. Nutzen und Aufwand zu beurteilen. Einer der Experten mit langjähriger Auslandpraxis kam zum Schluss, «dass die gewonnenen erdöl- und erdgasgeologischen Erkenntnisse, verglichen mit ausländischen Explorationskosten, mit einem Minimum an Aufwendungen erzielt wurden».

Dies war nur möglich dank dem engen Vertrauensverhältnis zwischen den ausländischen Partnern und den schweizerischen Exponenten von Planung und Forschung sowie dem eingeschlagenen Explorationsweg der kleinen Schritte, indem jede neue Forschungsphase strikte auf den vorangegangenen Forschungsarbeiten und den daraus resultierenden Erkenntnissen aufgebaut wurde.

2. Erdöl- und Erdgasentstehung

Für die weiteren Ausführungen, vor allem im Blick auf die Beurteilung der Erdöl-Erdgas-Chancen Schweiz und der daraus folgenden zwingenden Notwendigkeit, die Explorationsarbeiten intensiv voranzutreiben, ist die Beantwortung einiger grundsätzlicher Fragen nach der Kohlenwasserstoff-Genese und den Explorationstechniken angezeigt.

Die heute in Ausbeutung stehenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten können, was die flüssigen und höheren gasförmigen Kohlenwasserstoffe anbelangt, praktisch ausschliesslich auf Kohlenwasserstoff-Genese aus organischen Substanzen zurückgeführt werden. Für das Methan hingegen besteht die berechtigte Annahme, dass ein Teil aus dem tieferen Bereich der Erde stammt und bei den komplexen radioaktiven Vorgängen in der feuerflüssigen Zone unterhalb der festen Erdkruste entsteht, somit nicht organischer Provenienz ist.

Bei der Kohlenwasserstoff-Genese aus organischen Resten ergaben sich vor allem für das Methan zwei bezüglich ihrer Entstehung recht verschiedene Ausgangsmaterialien, nämlich der Faulschlamm, der in schlecht durchlüfteten Meeren vom Typus Schwarzes Meer aus dem absterbenden Plankton entsteht, ferner die riesigen Pflanzenmassen aus den Waldmooren der Vergangenheit (Fig. 1).

Sowohl im Faulschlamm wie in den Mooren findet durch Einwirkung von Bakterien der Abbau der organischen Substanzen statt, wobei unter anderem Methangas entsteht. Wo genügend Sauerstoff vorhanden ist, wird das organische Material durch den Fäulnisprozess völlig abgebaut. In schlecht durchlüfteten Meeren jedoch entsteht eine sauerstofffreie Zone, die sich aufgrund anaerober Prozesse im Faulschlamm mit Schwefelwasserstoff anreichert; das organische Material im meist tonig-sandigen Bodenschlamm kann nicht mehr verfaulen, und es entstehen die Kohlenwasserstoff-Mutterformationen mit hohem organischem Anteil von oft bis über 25 %.

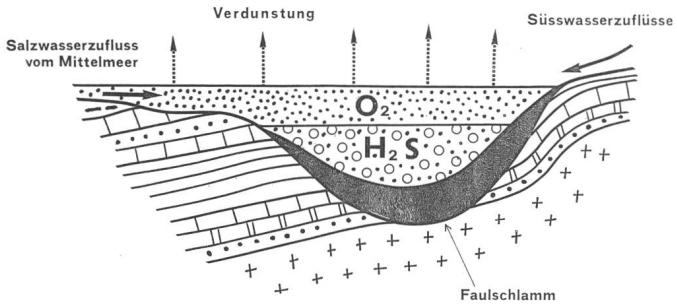

Fig. 1 Entstehung von Erdöl/Erdgas-Mutterformationen (Beispiel: Schwarzes Meer)

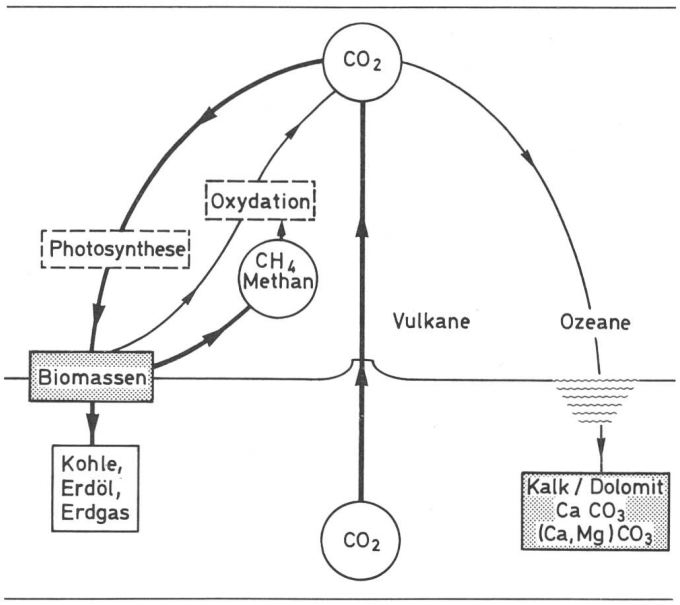

Fig. 2 Methanentstehung Typ 1 (nach Prof. Gold)

Die Kohlenwasserstoff-Genese beginnt bei den Mutterformationen mit zunehmender Überlagerung und Versenktiefe komplexer zu werden. Die bakteriellen Prozesse werden von Druck- und Temperatureffekten überlagert, und es bilden sich nun neben Methan auch höhere Kohlenwasserstoffe. Ab einer bestimmten Temperatur hört die bakterielle Kohlenwasserstoff-Genese auf, und nur noch die Druck- und Temperaturprozesse laufen weiter, bis aus der Mutterformation ein sogenanntes «reifes Erdöl» entstanden ist. Bei weiterer Zunahme der Versenktiefen wird der Vorgang reversibel und führt zu einem Krack-Prozess, welcher die Kohlenwasserstoff-Ketten aufspaltet, bis am Schluss nur noch Methan und atomarer Kohlenstoff in Form von Graphit vorliegen.

Werden die Pflanzenmassen der Waldmoore durch anorgane Schichten überlagert und versenkt, beginnt der Inkohlungsprozess, bei welchem unter Abspaltung von Methan aus dem Torf zuerst Braunkohle und dann Steinkohle entsteht. Am Ende der Inkohlungsreihe verbleiben wiederum nur Methan und Graphit.

Die Methanentstehung aus dem Erdinnern gemäss der Theorie von Professor Gold (Fig. 2) von der Ithaka University New York basiert auf der Tatsache, dass im Verlauf der Jahrmilliarden ungeheure Mengen Kohlenstoff aus der Atmosphäre durch anorganische wie organische Vorgänge als Kalk und Dolomit ($CaCO_3$ und $CaMgCO_3$) oder als fossile Biomassen (Erdgas, Erdöl, Kohle) gebunden wurden. Die Kohlensäure der Luft, welche in der langen Zeit seit dem Bestehen höherer Organismen nur unwesentlichen Schwankungen unterworfen war, wäre längstens aufgebraucht, wenn nicht eine Zufuhr aus dem Erdinnern bestanden hätte. Gemäss Professor Gold (Fig. 3) ist eine Genese von Kohlenwasserstoffen über CO_2, das aus dem Erdinnern stammt, und Photosynthese möglich. Interessant ist jedoch die Goldsche Arbeitshypothese, nach welcher eine direkte Zufuhr von anorganischem Methan aus dem Erdinnern besteht, das direkt in Reservoirgesteine hineindringt.

Völlig unabhängig von der Genese der Kohlenwasserstoffe müssen innerhalb der Erdkruste verschiedene Faktoren optimal zusammenspielen, damit eine wirtschaftlich ausbeutungswürdige Gas- bzw. Erdöllagerstätte entsteht (Fig. 4). Die Kohlenwasserstoffe müssen aus der Erdölmutterformation oder dem Kohlenflöz bzw. das Methan aus dem Erdinnern in Gesteine einwandern, die in ihrem Gefüge Poren besitzen, welche nicht unter dem Gesteinsdruck stehen, sondern nur den hydrostatischen Drücken ausgesetzt sind, sogenannte Reservoirgesteine.

Innerhalb der Speichergesteine wandern Erdöl und Erdgas entsprechend ihrem spezifisch geringeren Gewicht gegenüber Wasser grundsätzlich nach oben. Falls ein Speichergestein bis zur Erdoberfläche reicht, entstehen natürliche Öl- und Gas-Austrittsstellen. Damit eine Lagerstätte entstehen kann, müssen deshalb gebirgsbildende Schichtverstellungen und -zerbrechungen zu Hochlagen führen, in welchen die Speichergesteine allseitig abfallen, so dass am Top der Struktur die Kohlenwasserstoffe gefangen werden. Falls die Abdeckung der Speichergesteine nach oben dicht genug ist, entsteht eine wirtschaftlich ausbeutungswürdige Lagerstätte.

Die Ermittlung solcher potentieller Speicherstrukturen erfolgt mittels geologischer und geophysikalischer Methoden (Fig. 5). In der Schweiz hat sich für die Auskartierung allseitig geschlossener Hochlagen die seismische Tiefenauslotung bewährt. Ob in einer potentiellen Speicherstruktur Reservoirgesteine vorhanden und ob diese gegebenenfalls mit Kohlenwasserstoffen gefüllt sind, entscheidet einzig die Tiefbohrung (Fig. 6).

3. Die Bohrtechnik

Die Vorbereitung des Bohrplatzes wird mit grosser Sorgfalt durchgeführt. Der planierte Platz wird mit einer Bitumenschicht belegt, so dass alles anfallende Wasser gesammelt und einer zentralen Aufbereitungsanlage zugeführt werden kann. Seitens der Vorschriften der kantonalen Umweltschutzbehörden werden alle notwendigen weiteren Vorkehrungen geschaffen.

Die Bohrung wird nach dem Rotary-System abgetieft (Fig. 7). Als Meissel dienen normalerweise sogenannte Rollenmeissel (Fig. 8a); sind Kerne erforderlich, gelangt ein spezieller, mit Diamanten besetzter Meissel (Fig. 8b) zum Einsatz.

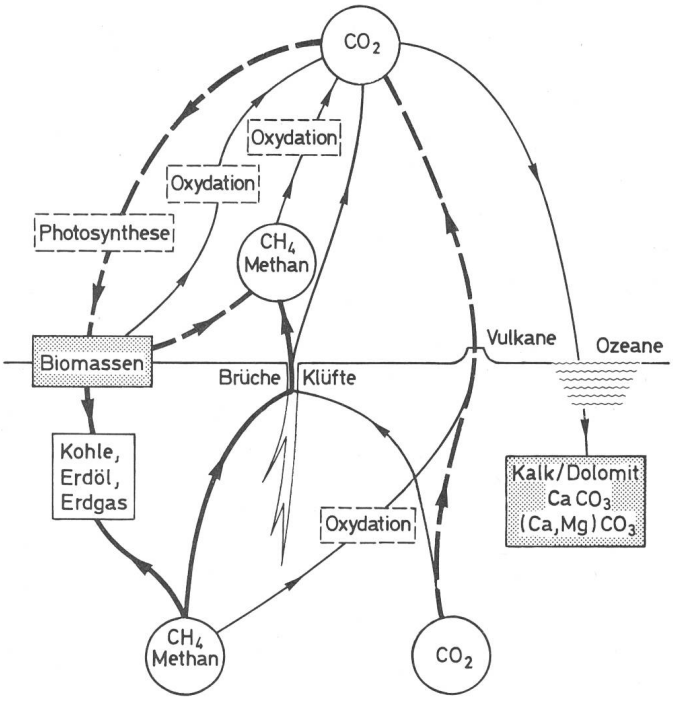

Fig. 3 Methanentstehung Typ 2 (nach Prof. Gold)

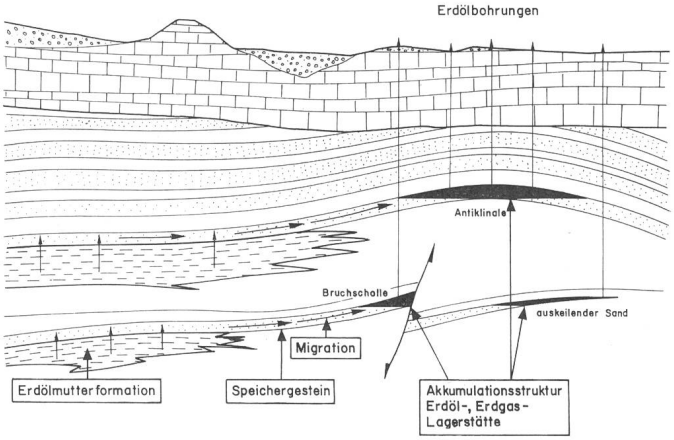

Fig. 4 Entstehung einer Erdöl/Erdgas-Lagerstätte

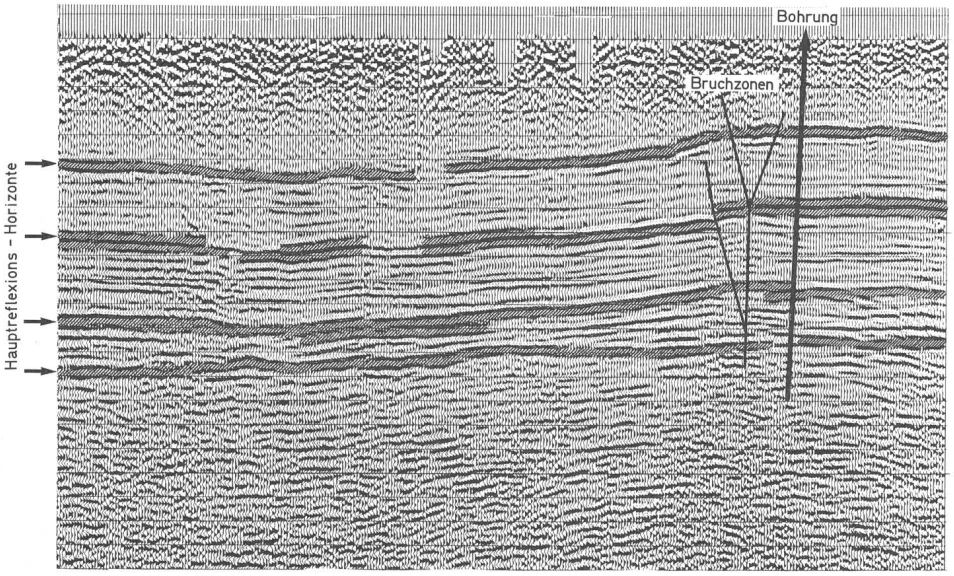

Fig. 5
Vibroseismisches Profil mit Speicherstruktur

Die Bohrspülung (Fig. 9) sorgt für die Kühlung des Meissels, den Transport des auf der Bohrlochsohle losgebrochenen Gesteinsgutes nach oben und die Stützung der Bohrlochwandung vor dem Zusammenbruch und bildet dank dem gegenüber Wasser höheren spezifischen Gewicht eine Barriere gegen das ungewollte Eindringen von Öl und Gas aus porösen Schichten in das Bohrloch.

Schwere Dieselaggregate dienen zum Antrieb der Spülungspumpen und des Rotary-Tisches sowie der Seilwinde.

Periodisch, entsprechend den geologischen Gegebenheiten, wird die Bohrung mit Rohrtouren (Fig. 10) gesichert, wobei der Zwischenraum zwischen Rohr und Gebirge zementiert wird, so dass ein absolut sicherer Abschluss einmal zur Oberfläche hin, dann auch zwischen den verschiedenen Schichten gewährleistet wird. Hernach wird mit kleinerem Bohrdurchmesser weitergefahren. Wir sprechen von einer teleskopartigen Anordnung der Verrohrungssysteme.

Zuoberst auf der Rohrtour ist der Preventer (Fig. 7) montiert, der bei Auftreten extremer Drücke in jeder Bohrsituation geschlossen werden kann und damit die Bohrung vor Eruptionen schützt.

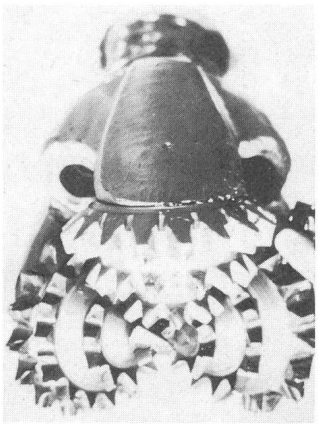

Fig. 8a Rollenmeissel

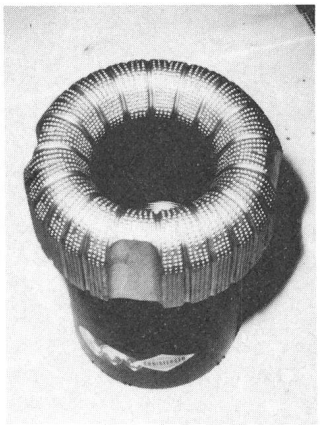

Fig. 8b Diamant-Kronenmeissel
(Fotos A. Klöckner BEB)

Laufend werden durch spezielle Geräte der Bohrfortschritt, die Spülungszusammensetzung sowie der Gas- bzw. Ölgehalt gemessen.

Der Bohrgeologe bestimmt anhand des durch die Spülung ausgeförderten Bohrgutes die generellen geologischen Verhältnisse, die Alterseinstufung der durchteuften Schichten, das Auftreten von potentiellen Speichergesteinen und deren Poreninhalt.

Falls in einzelnen Schichten Gas- und Ölindikationen festgestellt werden, wird durch spezielle Testarbeiten die Wirtschaftlichkeit des Vorkommens geprüft (Fig. 11).

4. Durchgeführte Bohrungen

Seit der Gründung des schweizerischen Erdölkonsortiums Anfang der fünfziger Jahre, aus welchem 1957 die Forschungsgesellschaft SEAG und 1960 die Swisspetrol hervorgingen, sind bis Herbst dieses Jahres grosse Teile der erdölhöffigen Gebiete, umfassend den Tafel- und Faltenjura, das Mittelland und die

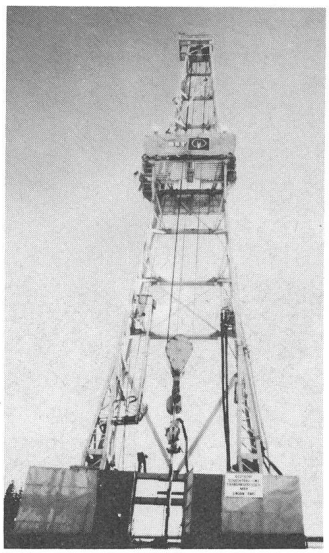

Fig. 6
Bohrturm Entlebuch
(Foto A. Klöckner, BEB)

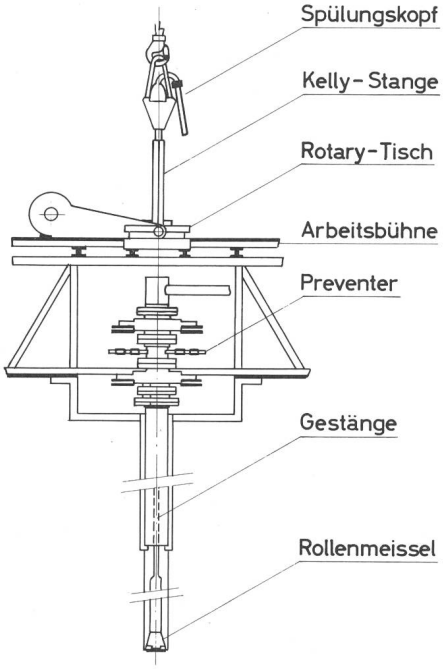

Fig. 7 Rotary-Bohrsystem (Schema A. Klöckner, BEB)

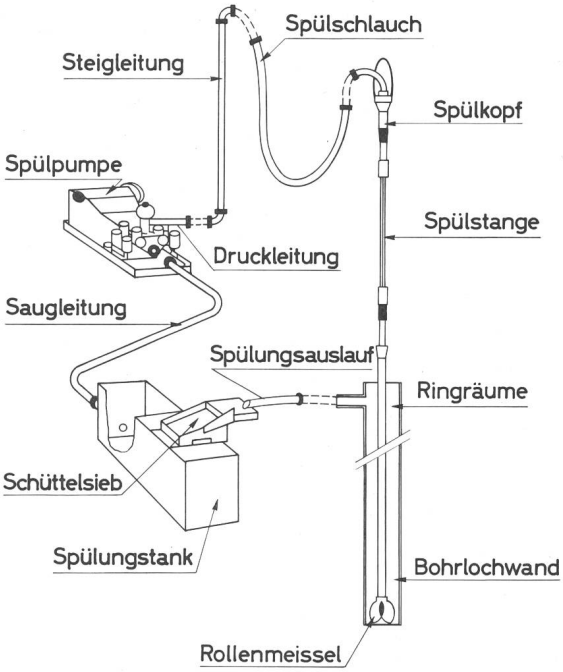

Fig. 9 Komponenten des Spülungssystems (Schema A. Klöckner, BEB)

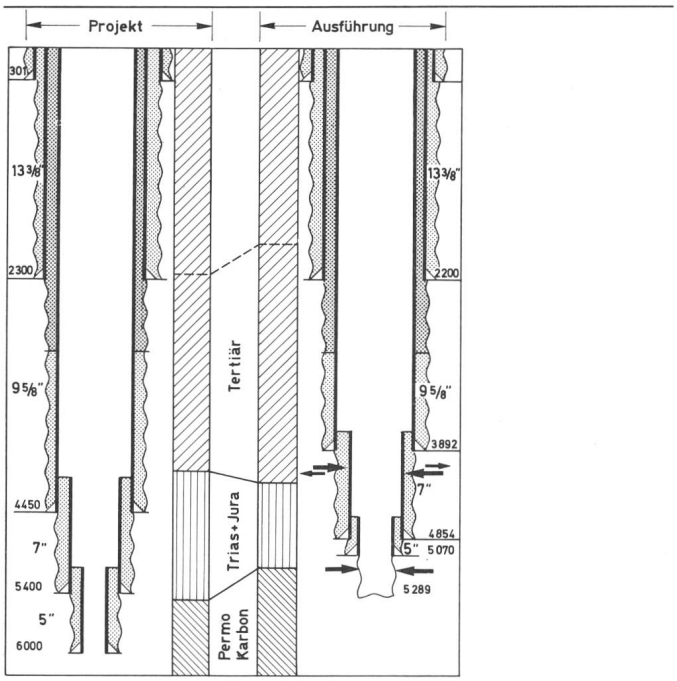

Fig. 10 Verrohrung in der Bohrung Entlebuch 1 (Schema A. Klöckner, BEB)

nördliche Alpenrandzone, erdölgeologisch und seismisch mit einem Kostenaufwand von rund 200 Mio Franken untersucht worden. Im Rahmen dieser Arbeiten konnten verschiedene potentielle Speicherstrukturen geologisch-geophysikalisch erkannt und abgebohrt werden. Unter der direkten Führung der mit Swisspetrol verbundenen Forschungsgesellschaften wurden 16 Tiefbohrungen ausgeführt.

Von den früheren 13 Bohrungen aus den Jahren vor 1960 wurden deren 7 ebenfalls mittels Seismik festgelegt, während die restlichen 6 Bohrungen lediglich nach geologischen oder anderen Kriterien angesetzt wurden.

Für die Beurteilung und Abgrenzung der sogenannten kohlenwasserstoffhöffigen Gebiete sind vor allem auch das Auftreten von Öl- und Gasindikationen an der Oberfläche, in Tunnels, Stollen, Sondierbohrungen usf. massgebend (Fig. 12).

Die Zusammenstellung solcher bisher bekannt gewordenen Lokationen zeigt die grosse Häufung von Indikationen längs des Jurasüdfusses und nördlich des Alpenrandgebietes, d.h. in jenen Zonen, in welchen durch gebirgsbildende, sogenannte tektonische Phönomene die im Mittelland tiefliegenden Schichten an der Oberfläche zum Vorschein kommen. Bevorzugt für solche Austritte von Öl und Gas sind auch Brüche und Überschiebungen, die von der Oberfläche bis tief in den Untergrund reichen.

Nördlich der Zentralmassive ist das gesamte Territorium der Schweiz, umfassend Alpenrand, Mittelland und Jura, als kohlenwasserstofführende Provinz ausgewiesen.

Südlich der zentralen Massivzone Aiguilles-Rouges/Mont-

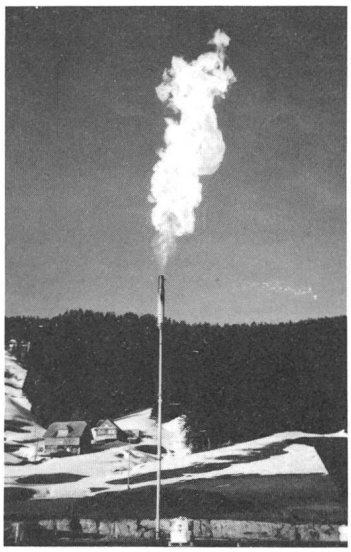

Fig. 11
Gastest Entlebuch
(Foto Büchi)

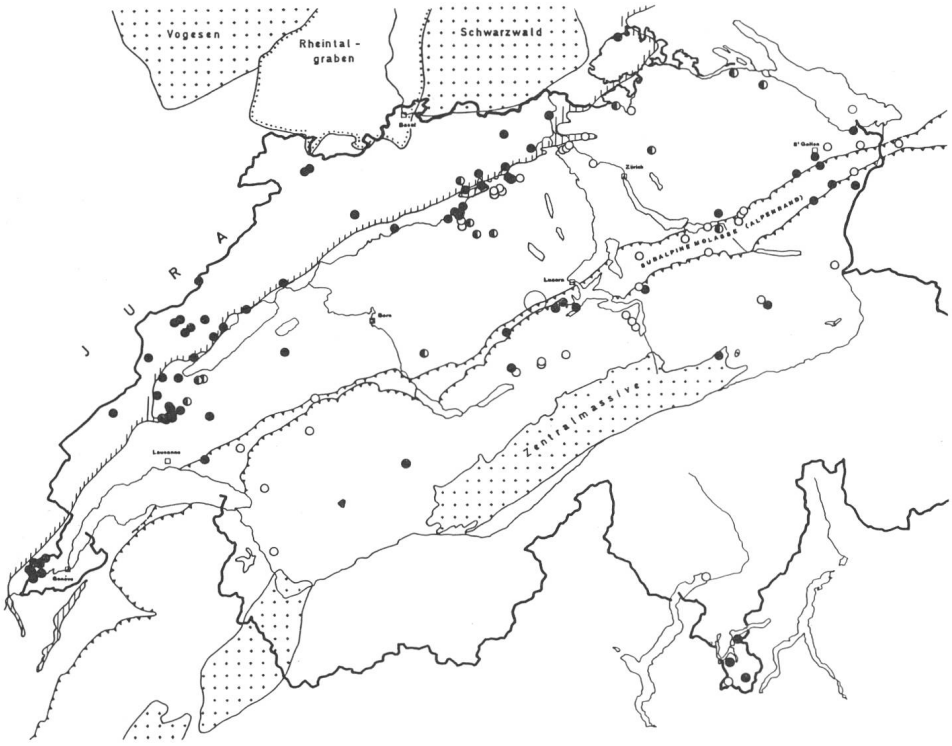

Fig. 12
Öl- und Gas-Indikationen

[1] Die schweizerische Erdgas- und Erdölforschung (S. Frick und U.P. Büchi, Energieforum Schweiz 1981)

● Feste und flüssige Kohlenwasserstoffe: Erdölkohle, Asphalt, Bitumen, Paraffine, Erdöl

○ Erdgas (vorwiegend Methan)

◐ Öl- und Gasindikationen

blanc–Aar/Gotthard-Massiv fehlt bis heute der Nachweis nennenswerter Kohlenwasserstoff-Indikationen. Erst südlich der Linie Locarno–Bellinzona treten im Südalpengebiet wieder Indikationen von Kohlenwasserstoffen auf.

Da bisher bis auf wenige Ausnahmen alle Tiefbohrungen im Mittelland und im Alpenrandgebiet abgetieft wurden, liegen für den Jura betreffend möglicher Kohlenwasserstoff-Vorkommen im tieferen Untergrund erst wenige Anhaltspunkte vor. Der autochthone Untergrund im Faltenjura wurde bis anhin durch keine Bohrungen untersucht, weshalb über die Permo/Karbon-Möglichkeiten z. B. noch keinerlei schlüssige Anhaltspunkte bestehen.

Aus dem schematischen Profil, das für Alpenrand, Mittelland und Jura repräsentativ ist (Fig. 13), ergibt sich, dass von den jüngsten tertiären Schichten der Oberen Süsswassermolasse bis hinunter zum Permokarbon praktisch in allen Formationen Kohlenwasserstoffe auftreten können.

In der Schweiz wurden bisher 29 Erdölbohrungen – inkl. die 2 Bohrungen des Konsortiums Untertagespeicher – abgetieft (Fig. 14). Von diesen 29 Bohrungen wurden 23 nach modernen Gesichtspunkten vorbereitet, d. h. die Bohrlokationen mittels Seismik festgelegt.

Von diesen gesamthaft 29 Bohrungen haben

6 den kristallinen Untergrund oder das Permokarbon erreicht,

7 Bohrungen wurden bis in die Trias bzw. den tieferen Jura vorgetrieben,

11 Bohrungen wurden in den obersten Schichten des Mesozoikums eingestellt,

5 Bohrungen endeten oberhalb der Grenze Molasse/Mesozoikum.

Damit sind wir noch weit entfernt, sämtliche Erdgas- und Erdölmöglichkeiten systematisch über das ganze höffige Gebiet der Schweiz untersucht zu haben, besonders auch im Vergleich zur Bohrdichte in Süddeutschland (Fig. 15), der östlichen

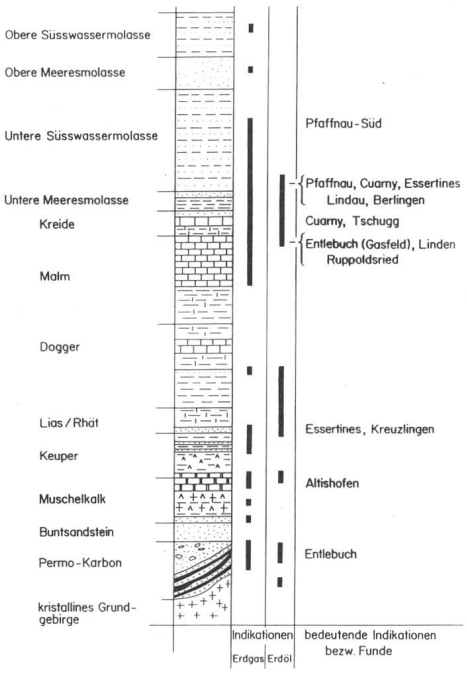

Fig. 13 Schematisches Profil
Alpenrand, Mittelland und Jura mit Kohlenwasserstoff-Indikationen [1]

Fortsetzung unseres Mittellandes. Vor allem die Erforschung der Permokarbon-Chancen steht erst ganz am Anfang.

Auch verschiedene erdölgeologische Gründe und Verbesserungen der Prospektionsmethoden rechtfertigen eine intensive Weiterführung der Explorationsarbeiten.

Erdölgeologische Kriterien

Als wichtigste neue erdölgeologische Erkenntnisse in der Beurteilung der Erdöl- und Erdgaschancen der Schweiz sind hervorzuheben:

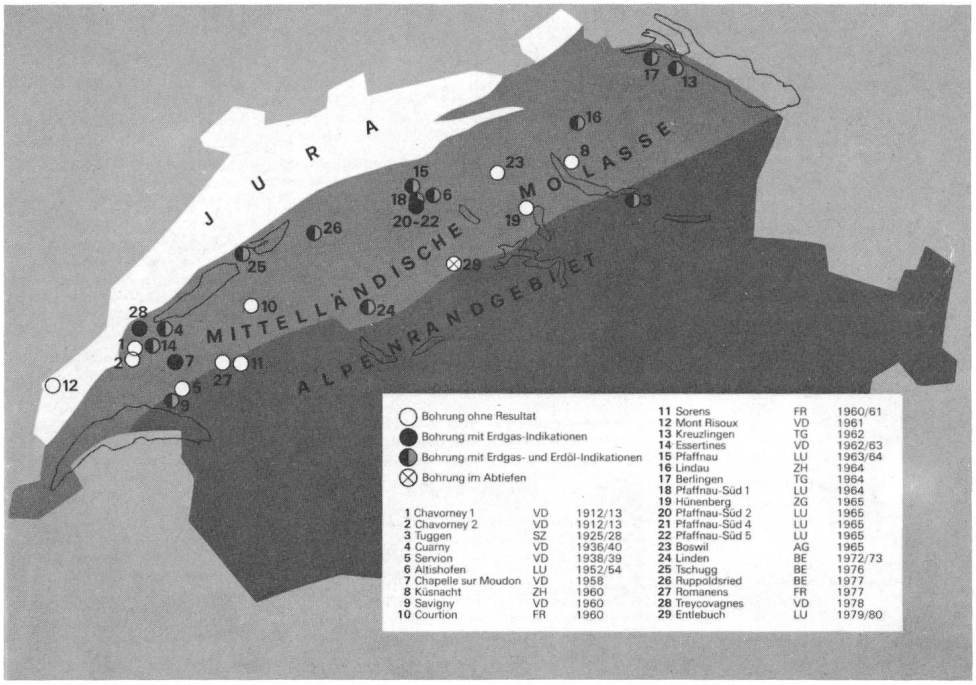

Fig. 14
Die schweizerischen Aufschlussbohrungen 1912–1979 [2]

Fig. 15 Die schweizerischen Bohrungen im Vergleich zur Bohrdichte in Süddeutschland (Schema BEB)

. Bohrung
⊸ Gas-/Öl-Feld

a) Nachweis von Öl und Gas in kalkigen Formationen unmittelbar unter der Molasse, wobei die Kohlenwasserstoffe in Riffkalken wie in Linden BE und Tschugg BE (poröses Speichergestein) oder in Klüften und Karst wie in Entlebuch LU und Ruppoldsried (sekundärporöses Speichergestein) auftreten. Eine Kombination beider Porositätstypen wird zudem für Entlebuch vermutet.

b) Auftreten von Kohlegas im Permokarbon der Bohrung Entlebuch (Fig. 16). Permokarbon-Tröge konnten mittels Seismik in verschiedenen Teilen des Mittellandes und im Jura nachgewiesen werden. In diesem Zusammenhang sei festgehalten, dass das Gas des grössten europäischen Gasfeldes in Groningen NL ebenfalls aus Kohlen des Karbons stammt.

Tektonische Aufschlüsselung des Untergrundes durch die Seismik

Die seismische Mess- und Auswertungstechnik hatte in den letzten zwei Jahren gewaltige Fortschritte zu verzeichnen, die heute erlauben:

a) in Gebieten, welche in den sechziger Jahren mittels Sprengseismik vermessen wurden, potentielle Speicherstrukturen auszukartieren, die damals noch nicht erfasst werden konnten. Dazu gehört z. B. das Seerückengebiet TG mit den Bohrungen Kreuzlingen 1962 und Berlingen 1964, von denen wir heute dank moderner Seismik wissen, dass sie strukturell relativ ungünstig standen.

b) Vermessungen in geologisch-tektonisch komplex strukturierten Regionen auszuführen, in welchen noch vor 15 Jahren mittels der alten Seismik überhaupt keine interpretierbaren Resultate erzielt wurden, so das Alpenrandgebiet, umfassend die subalpine Molasse, die helvetischen Alpen und die Préalpes romandes; ferner auch der Tafel- und Faltenjura, in welchem selbst heute noch die seismischen Resultate sehr unbefriedigend sind, wie z. B. im Jura der Kantone Bern, Solothurn und Baselland. Es ist aber damit zu rechnen, dass der rasante Fortschritt der seismischen Technologie in wenigen Jahren erlaubt, diese Informationslücke zu schliessen.

Frac-Methoden

Die Technik der Frac-Verfahren, d. h. das «Aufreissen» des Gebirges durch Druck, Säuerung usf. sowie das Einbringen von Stützmaterialien in die künstlich geschaffenen Risse, hat sich so entwickelt, dass auch Formationen, die früher nicht ausgebeutet werden konnten, heute in Produktion genommen werden können. Tonige, ölführende Gesteine wie z. B. in Essertines oder die gasführenden Malmkalke in Linden könnten durch moderne Fracs aufgerissen werden, da heute die Chance besteht, mindestens eine kleine Förderung in Gang zu bringen.

Ausserhalb dieser augenfälligen Gründe für eine intensive Fortführung der Exploration bestehen Untersuchungs- und Forschungsresultate bezüglich Kohlenwasserstoff generierender Formationen, Verbreitung von Speichergesteinen, Maturitätsgrad der schweizerischen Erdöle usf., welche gerade in den letzten wenigen Jahren die Existenz sogenannter reifer Erdöle nachzuweisen vermochten.

Das Resultat all dieser Fakten darf als positiv bewertet werden, was schon klar aus der Bereitschaft unserer ausländischen Partner hervorgeht, sich an einem Anschlussprogramm

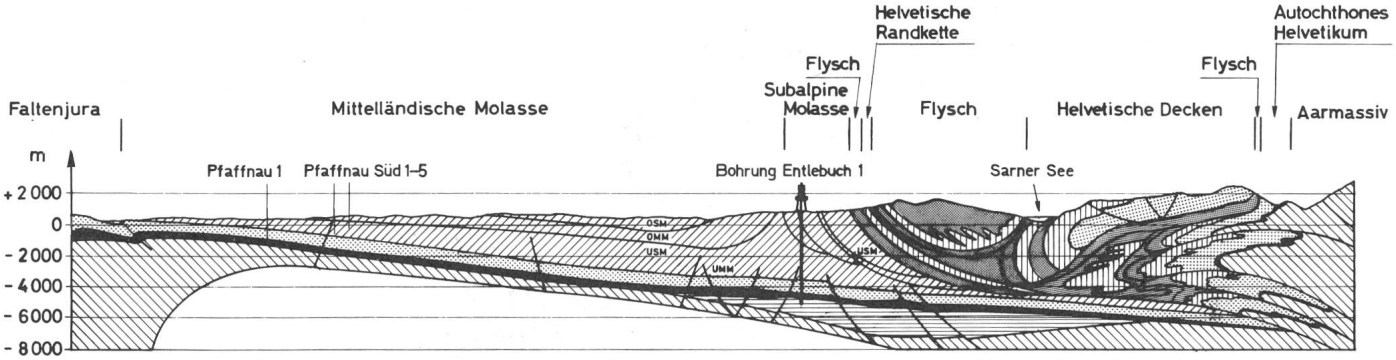

Fig. 16 Geologisches Profil vom Jura bis in den Alpenrand durch die Bohrung Entlebuch 1 [3]

OSM: Obere Süsswassermolasse
OMM: Obere Meeresmolasse
USM: Untere Süsswassermolasse
UMM: Untere Meeresmolasse
} Tertiär

Alttertiär
Kreide
Jura
Trias
Permokarbon
Grundgebirge

von 150 Mio Franken für Mittelland und Alpenrand massgeblich zu beteiligen.

Ein Teil der zukünftigen Schwerpunkte der neuen Forschungsphase ist bereits aus den Arbeiten des Jahres 1981 zu erkennen:

Subjurassische Zone bzw. Nordteil des Mittellandes

In dieser Zone stärkerer tektonischer Bewegungen als im südlich anschliessenden Teil des Mittellandes wird zurzeit die Bohrung Eclépens, bei La Sarraz VD, im Konzessionsgebiet der SAdH abgetieft. Prospektionsziel sind die tieferen mesozoischen Schichten und die oberste Trias, in welchen in der benachbarten Hochzone, die auf dem gleichen tektonischen Strukturzug liegt, die Bohrung Essertines 1962/63 namhafte Gas- und Erdölindikationen erbrachte. Im Verlauf der Testarbeiten wurden immerhin ca. 100 t Erdöl einer vorzüglichen Qualität gefördert. Mit ca. 30 % Benzinanteil und sehr tiefem Schwefelgehalt ist dieses waadtländische Öl mit den libyschen Spitzenqualitäten vergleichbar. Im Anschluss an Eclépens wird das Bohrgerät bei SEAG auf dem Seerücken zum Einsatz gelangen, um die Struktur Herdern zu testen. Bekanntlich sind in den benachbarten Bohrungen Kreuzlingen und Berlingen in verschiedenen Horizonten sehr ermutigende Gas- und Ölanzeichen aufgetreten.

Hinzu kommt, dass heute aufgrund regionalgeologischer und -tektonischer Überlegungen der Seerücken ein vielversprechendes Explorationsobjekt darstellt.

Der Bohrpunkt Herdern liegt in der direkten Fortsetzung eines bedeutenden tektonischen Strukturzuges der süddeutschen Bodenseemolasse, an welchen bedeutende Erdöl- und Erdgasfelder gebunden sind, so unter anderm von Osten nach Westen die Felder Aitingen, Arlesried, Lauben, Lauberhart, Heimertingen, Mönchsrot, Ellwangen, Oberschwarzach, Fronhofen, Illmensee.

Da die Bohrbewilligung für Hermrigen BE nun vorliegt, wird 1982 die Untersuchung der hier vorliegenden interessanten Struktur erfolgen.

Innerhalb der subjurassischen Zone wurden 1980 und 1981 weitere umfangreiche seismische Messungen ausgeführt, so im Gebiet zwischen Hermrigen im Westen und Herdern im Osten, d.h. in den Kantonen BE, SO, AG, ZH, SH, TG, mit dem Ziel, weitere Bohrlokationen für das projektierte Anschlussprogramm zu erarbeiten.

Zone des Alpennordrandes

Der Nachweis von Erdgas im Malm der Bohrungen Entlebuch und Linden (Fig. 17) hat zu umfassenden Studien zur weiteren Exploration des Alpennordrandes geführt, denen bereits erste seismische Messungen folgten, die bei Vorliegen entsprechender potentieller Speicherstrukturen zu weiteren Bohrungen führen werden.

Die Arbeiten umfassen:

a) seismische Zusatzmessungen auf eine bereits in der Kampagne 1974–1979 erkannte Struktur nördlich Entlebuch LU;
b) mittels Seismik regionale Erkundung des Alpennordrandes westlich von Linden, umfassend Teile der Kantone BE und FR;
c) Vermessung des Konzessionsgebietes Petrosvibri im Südostteil des Kantons Waadt.

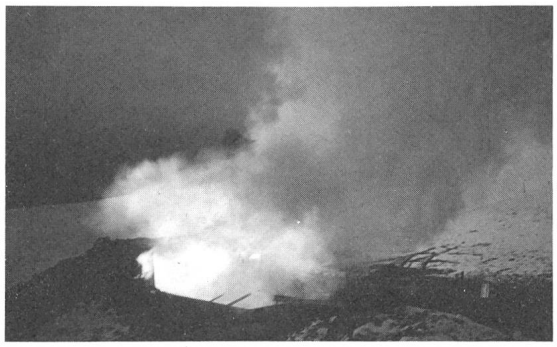

Fig. 17 Testarbeiten Bohrung Linden BE
(Foto Büchi)

Permokarbon-Tröge

Der Nachweis von Permokarbon-Trögen in allen für die Exploration interessierenden Teilen der Schweiz (Jura, Mittelland, Alpennordrand) sowie die Existenz gasgenerierender Schichten in der Bohrung Entlebuch 1 rechtfertigen, diese potentiellen Objekte speziell in der zukünftigen Forschung zu forcieren.

Ein erster Schritt in dieser Richtung erfolgt durch die Bohrung Herdern TG, die vermutlich noch innerhalb des Permokarbon-Troges zu liegen kommt, der durch die Bohrung Dingelsdorf auf dem Bodanrücken/Deutschland, ferner durch die Bohrungen Kreuzlingen und Berlingen TG nachgewiesen wurde.

Mittelland zwischen subjurassischer Zone und Alpenrand

Erste Kompilationen und Überarbeitungen der früheren Seismik rechtfertigen weitere seismischen Forschungen und gegebenenfalls Bohrungen, vor allem in den Konzessionsgebieten der BEAG, LEAG und SEAG.

Aus den bisherigen Resultaten der schweizerischen Erdöl/Erdgas-Prospektion, vor allem auch in Verbindung mit der Erdöl- und Gasproduktion in Süddeutschland, können heute erste Schlüsse gezogen werden.

Die Erdölproduktion im süddeutschen Raum betrug im Jahre 1980 rund 277 000 t (Zunahme rund 28 % gegenüber dem Jahr 1979). Die Produktion stammt aus 15 Feldern; s. Tabelle II.

Erdölförderung im süddeutschen Raum Tabelle II

Erdölfelder	1980 t	1979 t
Aitingen	81 174	13 557
Ampfing-Mühldorf Süd	6 282	6 087
Arlesried	65 574	76 431
Assling	15 399	16 482
Darching	10 056	23 184
Fronhofen-Illmensee	35 071	15 945
Höhenrain	13 788	16 044
Hofolding	219	–
Lauben	397	422
Lauberhart	1 108	1 288
Mönchsrot	26 974	29 126
Oberschwarzach	6 364	1 102
Pfullendorf-Ostrach	8 506	9 317
Vilsbiburg-Wasserburg	2 429	2 665
Wald	471	522
Leichtöl aus Gasfeldern	2 699	2 985
Total	276 511	215 157

Erdgasförderung im süddeutschen Raum Tabelle III

Erdgasfelder	1980 m³	1979 m³
Aitingen	12 170 000	–
Ampfing	10 000	1 609 000
Anzing	22 659 000	28 917 000
Breitbrunn	184 790 000	211 950 000
Fronhofen-Illmensee	68 976 000	71 815 000
Hohenlinden	5 193 000	6 144 000
Inzenham	42 530 000	67 963 000
Kirchdorf	2 409 000	5 612 000
Moosach	4 834 000	467 000
Mühldorf-Ebersberg Ost	65 612 000	132 293 000
Pfullendorf	2 782 000	3 901 000
Schmidhausen	12 839 000	7 253 000
Vilsbiburg-Wasserburg	60 296 000	64 360 000
Aus Förderversuchen	924 000	–
Total	486 024 000	602 264 000

80 % der Erdölförderung stammen aus dem süddeutschen Bodenseegebiet. Die Erdölreserven betragen 2,49 Mio t, wobei 1,61 Mio t auf sichere Reserven entfallen.

Aus der Tabelle III ist die Gasförderung im süddeutschen Raum ersichtlich. Im Gegensatz zu Erdöl entstammen lediglich 15 % der Produktion aus dem Westgebiet.

Die Reserven betragen 3,2 Mrd m³, wovon 2,9 Mrd m³ sichere Reserven sind.

Der geologisch/tektonisch dem schweizerischen Mittelland und Alpenrandgebiet ähnlich gebaute süddeutsche Raum, das sogenannte Alpenvorland, ist flächenmässig wesentlich grösser als das entsprechende schweizerische Areal. Die geologischen Verhältnisse sind trotz grosser Ähnlichkeit weniger komplex als in der Schweiz, was explorationstechnisch einen Vorteil darstellt, bezüglich Fündigkeitschancen jedoch nichts aussagt.

Daraus ergeben sich für die Schweiz erste Anhaltspunkte über die Erdöl- und Erdgasmöglichkeiten mesozoischer und tertiärer Provenienz und deren Grössenordnung.

Mit dem wenn auch kleinen Gasfund mit Kondensat von Finsterwald-Entlebuch sind die Chancen, auch mittlere Felder in der Grössenordnung der benachbarten süddeutschen Lagerstätten zu erschliessen, erheblich gestiegen.

Ob Kohlegas auch zur Bildung grosser Lagerstätten geführt hat, darf aufgrund des ersten Gasnachweises im Permokarbon durch die Bohrung Finsterwald-Entlebuch noch nicht gefolgert werden, obwohl gerade diese Möglichkeit a priori nicht auszuschliessen ist.

In diesem Zusammenhang darf auch einmal darauf hingewiesen werden, dass in Frankreich am Pyrenäen-Nordfuss, durch eine der ersten Bohrungen in Kalkformationen, ähnlich wie in Entlebuch und Linden, das Gasvorkommen von Lacq entdeckt wurde, das damals das grösste westeuropäische Vorkommen repräsentierte. Alle späteren Erschliessungsarbeiten längs der Pyrenäen erbrachten keinen einzigen neuen Fund, der nur annähernd mit Lacq vergleichbar wäre.

Auch in der Schweiz ist somit, vor allem im Alpenrandgebiet mit ähnlichem Baustil, ein solcher Glücksfall nicht auszuschliessen.

5. Schlussfolgerungen

– Die Möglichkeit der Erschliessung grösserer Kohlenwasserstoff-Lagerstätten kann nicht gewährleistet, darf jedoch aufgrund des heutigen Wissens a priori auch nicht ausgeschlossen werden.

– Die starke Abhängigkeit unserer Energieversorgung vom Ausland im Sektor Kohlenwasserstoffe hingegen bedingt trotz aller ausländischen Versorgungsmöglichkeiten eine Intensivierung der Forschung auf eigene Energieträger. Auch kleine und mittlere Kohlenwasserstoff-Funde in der Schweiz werden in Krisenlagen die Härte der Abhängigkeit mildern und helfen, Versorgungsengpässe zu überbrücken.

– Trotz dem bisherigen Einsatz von rund 200 Mio Franken ist die Dichte des Explorationsnetzes nur ein Bruchteil von jener in Süddeutschland. Wir sind noch weit davon entfernt, alle Möglichkeiten ausgeschöpft zu haben.

– Unsere ausländischen Partner sind bereit, an einem neuen Forschungsprogramm von 150 Mio Franken zu partizipieren, wobei sie in der Risikophase 90 % der Kosten, die schweizerische Seite nur 10 % zu tragen haben. Bei Fündigkeit, d.h. in der Ausbeutungsphase, wird durch Rückzahlung auf 51 % die schweizerische Mehrheit in der Produktionsgesellschaft gesichert sein.

Ein solches Angebot unter solchen Bedingungen macht keine Erdölgesellschaft nur der Schweiz zuliebe, wenn keine Chancen auf wirtschaftliche Fündigkeit bestünden.

Vor allem die jüngsten Resultate rechtfertigen eine intensive Weiterführung der Erdöl-Erdgas-Exploration, und es ist zu hoffen, dass die schweizerische Industrie wie auch die Kantone und der Bund diese Chance rasch wahrnehmen, denn unsere ausländischen Partner sind gewillt, das neue Prospektionsprogramm intensiv und gezielt in den nächsten paar Jahren abzuwickeln.

Literatur

[1] *S. Frick* und *U.P. Büchi:* Die schweizerische Erdgas- und Erdölforschung, Energieforum Schweiz, 1981.
[2] *Swisspetrol Holding AG:* Geschäftsbericht 1979.
[3] Auf der Suche nach Erdgas und Erdöl in der Schweiz, BEB Hannover.

Adresse des Autors

Dr. *U.P. Büchi,* Bodenacherstrasse 79, 8121 Benglen.