

Erdöl und Erdgas in der Schweiz 1992 : Forschung-Produktion-Verbrauch

Autor(en): **Wyss, Roland**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -
Ingenieure**

Band (Jahr): **60 (1993)**

Heft 137

PDF erstellt am: **25.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-216876>

Nutzungsbedingungen

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

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

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

Haftungsausschluss

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

Erdöl und Erdgas in der Schweiz 1992

Forschung - Produktion - Verbrauch

mit 2 Figuren
von ROLAND WYSS*

Zusammenfassung:

Das Schwergewicht der Arbeiten im Berichtsjahr 1992 lag in allen Konzessionsgebieten in der Vervollständigung und dem Abschluss der angefangenen Arbeiten. Standortbestimmungen von BEB und Swisspetrol führten zu einer kritischen Beurteilung der Erdöl- und Erdgasexploration im gegebenen wirtschaftlichen Umfeld. Zur breiteren Abstützung des Explorationsrisikos werden neue Partner gesucht (farm out). Die Produktionsmenge in Finsterwald hat sich gegenüber dem Vorjahr weiter reduziert. Der Verbrauch an Erdöl war im Vergleich zum Vorjahr leicht rückläufig (-0.1%), Erdgas verzeichnete eine Zunahme von 5.5%.

Abstract:

In 1992, the main emphasis was put on the completion of different projects in all concession areas. In parallel, Swisspetrol and its partners carried out a critical judgement of the Swiss hydrocarbon exploration in today's economic environment. BEB and Swisspetrol are looking for new partners (farm out) to share high exploration risks in Switzerland.

The production in Finsterwald is declining as the year before.

The total consumption of oil in Switzerland was slightly declining (-0.1%), whereas the gas consumption increased by 5.5%.

1. Erdöl- und Erdgasforschung in der Schweiz

Die folgenden Angaben sind dem Geschäftsbericht der Swisspetrol (SWISSPETROL 1993) entnommen und wurden teilweise ergänzt.

Das Jahr 1992 stand für die schweizerische Erdöl- und Erdgasforschung ganz im Zeichen einer Standortbestimmung. Angefangene Arbeiten wurden abgeschlossen, BEB und Swisspetrol führten je eine unabhängige Untersuchung und Bewertung des schweizerischen Explorationspotentials durch.

1.1 Standortbestimmung der BEB

Aufgrund der bisherigen Explorationsresultate in der Schweiz, den Erfolgsaussichten im Bereich des deutschen und schweizerischen Molassebeckens, sowie des derzeitigen, wirtschaftlichen Umfeldes hat die BEB die verschiedenen bekannten Strukturen in allen Konzessionsgebieten bewertet und Prioritäten gesetzt. Aufgrund der gege-

* Dr. ROLAND WYSS, Geoform Geologische Beratungen und Studien AG, Anton Graff-Strasse 6, 8401 Winterthur

benen Rahmenbedingungen genügen dank ihrer Grösse gerade noch zwei Bohrprojekte den wirtschaftlichen Mindestanforderungen der BEB (eines im SEAG- und eines im Petrosvibri-Konzessionsgebiet). Beim intensiv bearbeiteten Malmriff-Play erwiesen sich die zu erwartenden Strukturgrössen als zu klein und somit, bei der heutigen Preissituation, als nicht rentabel.

Die beiden vermutetem Grossstrukturen im Gebiet der SEAG und der Petrosvibri liegen relativ weit entfernt von bestehenden Bohrungen und bergen dementsprechend ein grosses Explorationsrisiko. Daher entschloss sich BEB, für die Realisierung dieser Projekte, weitere Partner zu suchen (farm out).

1.2 Standortbestimmung der Swisspetrol

Unabhängig von den Arbeiten der BEB hat die Swisspetrol ebenfalls eine technische Standortbestimmung durchgeführt. Für diese Arbeiten konnte die Swisspetrol den amerikanischen Geologen Dr. Robert M. Sneider verpflichten. Sneider ist Spezialist für «low porosity/permeability» Reservoirs sowie «low resistivity/low contrast pay zones». Seine Arbeitsmethode integriert Gesteinsparameter aufgrund von Cuttings- und Kernanalysen, Log-Daten sowie Produktionsraten zur Beurteilung möglicher Reservoirhorizonte. Sneider ist es mit dieser Arbeitsmethode gelungen, weltweit mehr als 5'000 «dry wells» als fündige Bohrungen zu erkennen und diese, dank entsprechenden Bohr-, Test- und Komplettierungsmethoden, zu produzieren.

Sneider hat acht Schweizer Bohrungen untersucht und kommt zum Schluss, dass einige ältere Bohrungen nach seiner Bewertung als «fündig» zu deklarieren gewesen wären.

Sneider's Resultate wurden im Rahmen eines Seminars mit Ergebnissen der BEB verglichen. Es zeigte sich dabei, dass die wesentlichen Unterschiede zwischen Sneider und der BEB in der technischen und wirtschaftlichen Produzierbarkeit potentieller Reservoirhorizonte bestehen.

Als Konsequenz dieser Analyse ist das Erdgas-Potential der Schweiz wahrscheinlich höher einzustufen als bisher. Diese positive Beurteilung wird jedoch durch das bestehende Explorationsrisiko und die derzeitige wirtschaftliche Situation wieder relativiert.

1.3 SEAG, Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl, Zürich Swisspetrol-Beteiligung: 66.72%

Im Jahre 1992 wurden im Konzessionsgebiet der SEAG keine Feldarbeiten durchgeführt.

Das Processing der 1990/91 geschossenen Seismik wurde abgeschlossen (Linien 9001 - 9004). Obwohl die Datenqualität nur teilweise befriedigt, konnte die Struktur in diesem Gebiet besser definiert werden. Es zeigte sich, dass die ursprünglich als eine Grossstruktur kartierte Hochzone im Bereich der seismischen Linien in mehrere, kleinere Kompartimente unterteilt werden muss.

Für die weitere Beurteilung einer anderen Grossstruktur im SE-Teil des Konzessionsgebietes wurde ein Spezialprocessing (Inversion) durchgeführt. Die Vermutung, dass die Geschwindigkeitsanomalie über der Struktur als direkter Gasindikator interpretiert werden könnte, bestätigte sich nicht. Die Struktur selber besitzt jedoch ein gutes Potential.

Die umfangreichen Reprocessing-Arbeiten an 76 seismischen Linien (1'452 km) wurden abgeschlossen.

Im Farm out-Angebot der SEAG sind die Grossstruktur im südöstlichen Konzessionsgebiet, die kleinere Struktur nördlich von Zürich sowie das Kohlenflözgasprojekt im nordostschweizerischen Permokarbondrog enthalten.

Dauer der Konzession bis 31. Dezember 1998.

1.4 LEAG, Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern Swisspetrol-Beteiligung: 34.2%

Processing und Reprocessing der im Jahre 1990 geschossenen (66 km) sowie von älteren seismischen Linien (361 km) wurden im Jahre 1992 abgeschlossen. Die Neuinterpretation ermöglichte die Kartierung eines Malm-Riffs, welches eine potentielle Speicherstruktur darstellt.

Dieses Malmriff-Play sowie die mögliche Rekomplettierung von Entlebuch sind Bestandteile der Farm out-Offerte.

Dauer der Konzession bis 20. Juli 1995.

1.5 BEAG, Bernische Erdöl AG, Bern Swisspetrol-Beteiligung: 49.38%

Im Berner und Freiburger Erdölkonsortium wurden im Jahre 1992 keine neuen Feld- oder Interpretationsarbeiten in Angriff genommen. Das angefangene Spezialprocessing inklusive den entsprechenden Interpretationsarbeiten wurde beendet. Es konnte ein Malmriff-Play ausgearbeitet werden, das Bestandteil des Farmouts ist.

Auch die Auswertungen von Bob Sneider ergaben für eine ältere Bohrung ein gutes Potential. Nach Sneider's Beurteilung sollte die Struktur noch einmal getestet werden, da möglicherweise heute wirtschaftliche Förderraten möglich sein könnten. Dieses Projekt ist ebenfalls Bestandteil der Farm out-Offerte.

Dauer der Konzession im Kanton Bern bis 31. Dezember 1993.

Dauer der Konzession im Kanton Freiburg bis 31. Oktober 1995.

1.6 SAdH, Société Anonyme des Hydrocarbures, Lausanne Swisspetrol-Beteiligung: 47.4%

Im Konzessionsgebiet der SAdH wurden ebenfalls keine neuen Arbeiten in Angriff genommen.

Die Ergebnisse der verschiedenen Processing, Re- und Spezialprocessings, sowie der Gravimetrie wurden in die bestehenden Interpretationen eingearbeitet. Das Problem der starken Multiplen der Seeseismik konnte nicht gelöst werden.

Der Frage von möglichen Salzvorkommen, sowie des Auftretens eines Permokarbondrog im Gebiet der SAdH wurde speziell Bedeutung beigemessen.

Zur Zeit existieren im Gebiet der SAdH keine konkreten Bohrprojekte, entsprechend ist diese Konzession nicht Bestandteil des Farm outs.

Dauer der Konzession bis 30. Juni 1994.

1.7 Petrosvibri SA, Vich, VD
Swisspetrol-Beteiligung: 51%

Für das Gebiet der Petrosvibri gelten in bezug auf die ausgeführten Arbeiten die bei SAdH gemachten Angaben.

Im Konzessionsgebiet der Petrosvibri erweckt jedoch eine Grossstruktur im Bereich des Chablais besonderes Interesse. Dieses Projekt ist daher wichtiger Bestandteil der Farm out-Offerte.

Dauer der Konzession im Kanton Wallis bis 31. Mai 1994.

Dauer der waadtländischen Bohrkonzession bis 21. August 1993.

1.8 Jura-Gesellschaften
Jura Soleurois Pétrole SA, Solothurn
Baselland Petrol AG, Binningen
Jura Pétrole SA, Delémont
Swisspetrol-Beteiligung: je 51%

Im Gebiet der Juragesellschaften wurden im Jahre 1992 wiederum keine Arbeiten durchgeführt.

Dauer des Konzession:

Kanton Solothurn bis 31. Mai 1994.

Kanton Baselland bis 3. September 1993.

Kanton Jura bis 31. Juli 1994.

1.9 Tiefengaskonsortium Swisspetrol / Sulzer
Swisspetrol-Beteiligung: 50%

Im Jahre 1992 wurden die in den letzten fünf Jahren erarbeiteten Daten in einen Gesamtbericht eingearbeitet. Die Beurteilung der Daten und Resultate erfolgte durch den wissenschaftlichen Beirat des TGK. Es wurden externe Gutachten über die technische Machbarkeit einer Tiefbohrung in der Zentralschweiz und über die Wirtschaftlichkeit einer möglichen TGK-Lagerstätte eingeholt. Dieses Lagerstättenmodell stützt sich einerseits auf Erkenntnisse aus hunderten von Tiefbohrungen des Anadarko-Beckens in den USA und andererseits auf theoretische Simulationen (STÜRZINGER 1993).

Dauer der Konzession im Kanton Uri bis 31. Dezember 1994 (verlängerbar).

Dauer der Konzession im Kanton Nidwalden bis 31. März 1994 (verlängerbar).

Dauer der Konzession im Kanton Obwalden bis 31. Dezember 1994 (verlängerbar).

2. Produktion

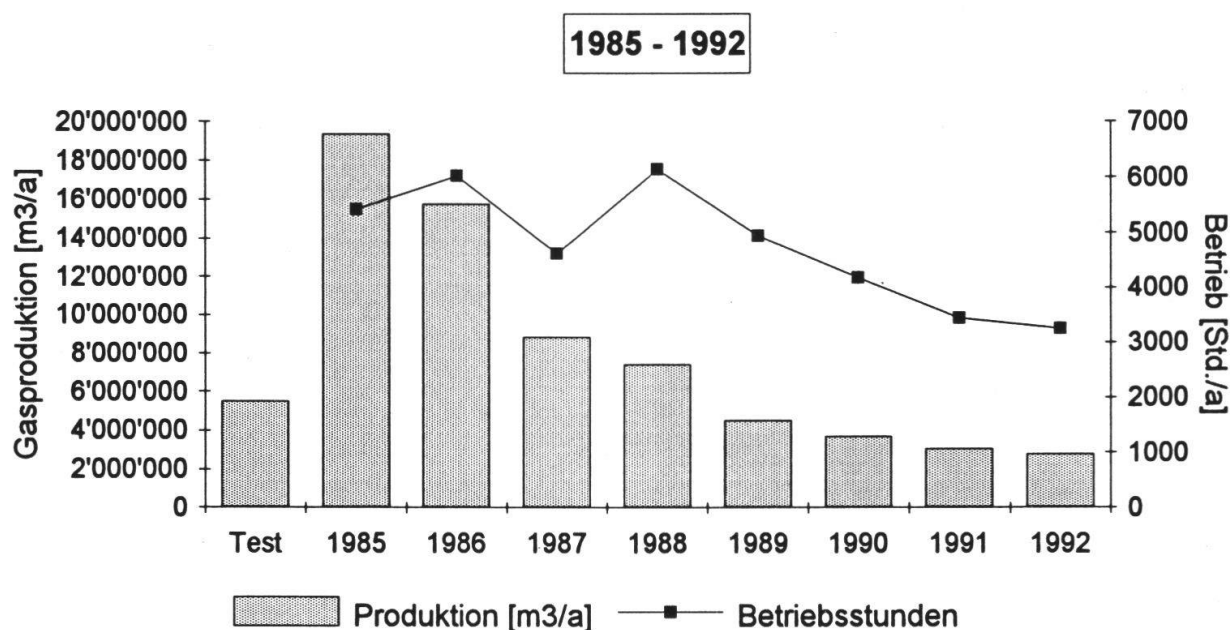
Die Erdgasproduktion in Finsterwald hat sich im Jahre 1992 gegenüber dem Vorjahr wiederum verringert.

In 3'250 Betriebsstunden (3'435 im Jahre 1991) wurden 2'776'219 m³ (Vn) Gas gefördert, 264'275 m³ weniger als im Vorjahr. Davon wurden 2'758'580 m³ (Vn) an die Swissgas geliefert. Dies entspricht 29'293'360 KWh oder ca. 0.13% des schweizerischen Erdgasverbrauches.

Gleichzeitig wurden 96.4 m³ Kondensat, welches in die Raffinerie Cressier transportiert wurde und 0.1 m³ Lagerstättenwasser gefördert.

Die Förderung aus der Lagerstätte erfolgte intermittierend. Der Kopfdruck wurde während einer Förderphase mit einer Produktionsrate von mindestens 700 m³/h immer auf der Kapazitätsgrenze des Verdichters gefahren (ca. 30 bar Saugdruck, Enddruck 60 bar). Es ergaben sich daraus Stillstandzeiten von 62.9%.

Aufgrund der immer geringeren Fördermengen bei gleichbleibenden Kosten stellt sich die Frage, wie lange die Lagerstätte noch produziert werden kann.



Figur 1: Finsterwald, Gasproduktion 1985 - 1992

3. Verbrauch

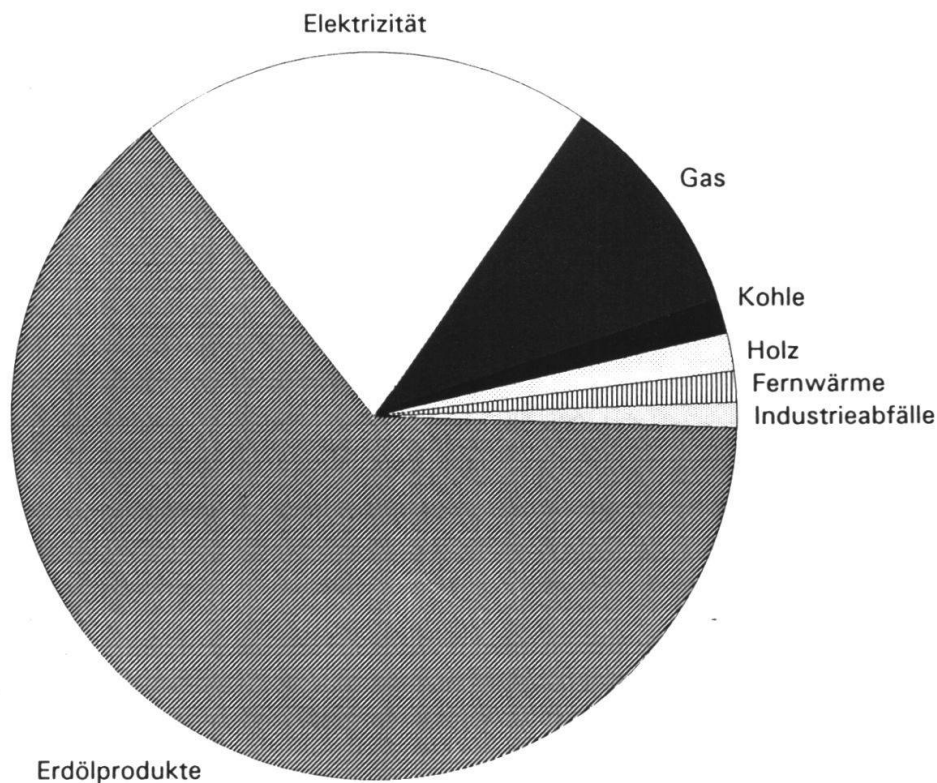
Die folgenden Zahlen über den Energieverbrauch in der Schweiz 1992 sind der schweizerischen Gesamtenergiestatistik des Bundesamtes für Energiewirtschaft (BEW 1993) entnommen.

Erdölprodukte:	12'659'000 t	=	529'890 TJ	=	- 0.1%
Elektrizität:	47'866 GWh	=	172'320 TJ	=	+ 0.6%
Gas:	23'325 GWh	=	83'970 TJ	=	+ 5.5%
Kohle:	312'000 t	=	8'650 TJ	=	- 31.1%
Holz:	1'447'000 m ³	=	12'720 TJ	=	- 2.6%
Fernwärme:	3'325 GWh	=	11'970 TJ	=	- 1.0%
Industrieabfälle:		=	8'370 TJ	=	+ 6.6%
Elektrizität aus Photovoltaik:	2 GWh	=	10 TJ	=	—

Insgesamt ist der Energieverbrauch in der Schweiz gegenüber dem Vorjahr im Jahre 1992 um 0.1% gestiegen.

Die Erdölprodukte teilen sich auf in Brennstoffe (Anteil 50.7%) und Treibstoffe (Anteil 49.3%), wobei sowohl bei den Brennstoffen als auch bei den Treibstoffen eine Verbrauchsabnahme von -2.6% bzw. -0.1% zu verzeichnen ist.

Beim Erdgas erfolgte eine Zunahme des Verbrauchs um 5.5%, womit der Anteil des Gases am Gesamtenergieverbrauch um 0.5% auf 10.1% gestiegen ist.



Figur 2: Endverbrauch an Energie in der Schweiz 1992

Verdankungen

— SWISSPETROL Holding AG, Zürich
und ihren Forschungsgesellschaften:

- SEAG, Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl, Zürich
- LEAG, Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern
- BEAG, Bernische Erdöl AG, Bern
- SAdH, Société Anonyme des Hydrocarbures, Lausanne
- Petrosvibri SA, Vich, VD
- Jura Vaudois Pétrole SA, Lausanne
- Jura Bernois Pétrole SA, Moutier
- Jura Soleurois Pétrole SA, Solothurn
- Baselland Petrol AG, Binningen
- Jura Pétrole SA, Delémont
- Tiefengaskonsortium Swisspetrol/Sulzer, Kriens
- BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Hannover
- SHELL (Switzerland), Zürich

Diesen Gesellschaften und allen Beteiligten sei für ihre Mithilfe beziehungsweise für die Einwilligung zur Publikation dieses Berichtes herzlich gedankt.

Literaturverzeichnis

- BUNDESAMT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT (1993): Überblick über den Energieverbrauch in der Schweiz im Jahre 1992. - BEW, 30.4.1993
- STÜRZINGER, CH. (1993): Gas aus der Tiefe der Alpen. - Sulzer Technical Review 1/93.
- SWISSPETROL (1993): Geschäftsbericht Swisspetrol Holding AG 1992, Zürich 1993, 24 p.