

Kohlenwasserstoffvorkommen und -potential im deutschen Teil des Oberrheingraben

Autor(en): **Mauthe, Gabriele / Brink, Heinz-Jürgen / Burri, Peter**

Objekttyp: **Article**

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

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

Heft 137

PDF erstellt am: **11.08.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-216877>

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.

Kohlenwasserstoffvorkommen und -potential im deutschen Teil des Oberrheingrabens

mit 10 Figuren und 2 Anlagen

von GABRIELE MAUTHE*, HEINZ-JÜRGEN BRINK* und PETER BURRI*

Zusammenfassung

Der Oberrheingraben, ein Teil des mitteleuropäischen, känozoischen kontinentalen Riftsystems, ist ein räumlich engbegrenztes sedimentäres Becken von ca. 900 km² Größe. Aufgrund der großen Anzahl der abgeteufte Bohrungen und gemessenen seismischen Profilkilometer wird er als reife Kohlenwasserstoffprovinz angesehen. Er ist jedoch nur von randlicher Bedeutung, da die Menge der aufgefundenen Kohlenwasserstoffe gering ist und die KW-Exploration nur in Ausnahmesituationen florierte.

Die Gründe dafür liegen zum einen am niedrigen T.O.C.-Gehalt der tertiären Muttergesteine, die auch in Verbindung mit den niedrigen gemessenen Wasserstoffindizes auf geringes Ölpotential deuten. Zum anderen ist, bedingt durch die Ablagerungsbedingungen, die flächenhafte Ausdehnung der Speichergesteine begrenzt und ihre Qualität stark schwankend. Das Rückhaltevermögen der Fangstrukturen ist häufig aufgrund fortgesetzter tektonischer Aktivität auch nach der Hauptphase der Kohlenwasserstoffbildung nicht vorhanden.

Résumé

The Upper Rhine Graben is part of the Cenozoic rift system of Western and Central Europe. It is a mature hydrocarbon province. Some 1000 Exploration/Production wells have been drilled and about 5000 km of modern seismic data have been acquired to date. 30 oil fields have been discovered with estimated reserves of some 8 million t of oil, which represents only 3% of the total German oil reserves.

The reasons for the low hydrocarbon potential within this restricted sedimentary basin are the low T.O.C. content of the source rocks, and the discontinuous and varying quality of the reservoir rocks. Additionally, the ability of early growth structures to retain hydrocarbons, with continued tectonic activity post the main hydrocarbon generation phase, is considered to be poor.

The discovery of new, but smaller oil fields cannot be excluded in the future. Under the current oil price, however, these fields will most likely be uneconomic.

Einführung

Der ca. 300 km lange und im Schnitt etwa 35 km breite Oberrheingraben ist ein räumlich engbegrenztes, tertiärzeitliches sedimentäres Becken. Er wird als reife Kohlenwasserstoffprovinz angesehen. Im deutschen Teil wurden annähernd 1000 Explorations- und Produktionsbohrungen im wesentlichen auf Kohlenwasserstoffe mit unterschiedlichen Teufen und Zielsetzungen abgeteufte. Zwischen 1970 und 1992 wurden etwa 5000 km moderner seismischer 2 D Linien aufgenommen. Die Verteilung der Anzahl der Bohrungen pro Jahr (Fig. 1) spiegelt zum einen die deutsche Geschichte der letzten 60 Jahre (z.B. Reichsbohrprogramm, 2. Weltkrieg, Ölkrise etc.), zeigt aber zum anderen auch, daß es sich um eine randliche Kohlenwasserstoffprovinz handelt, die nur in Ausnahmesituationen florierte.

Insgesamt wurden im deutschen Teil des Oberrheingrabens 26 Öl- und 14 überwiegend biogene Gasfelder aufgefunden (Fig. 2). Die 26 Ölfelder erschlossen geschätzte kumu-

* BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Riethorst 12, 30633 Hannover

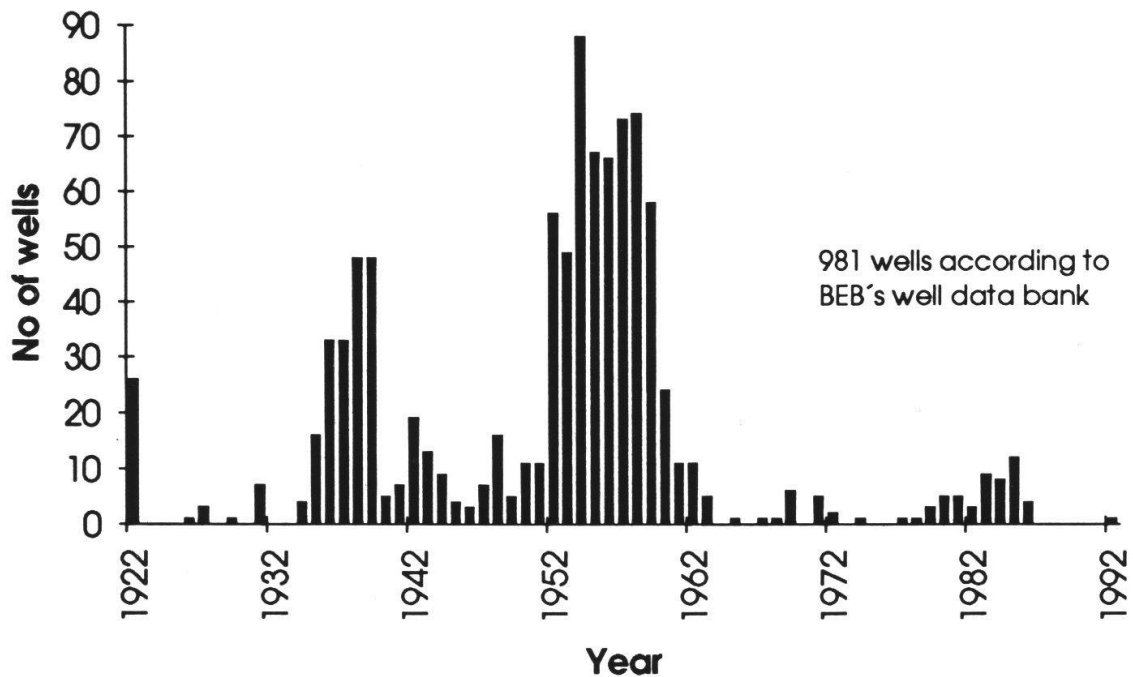


Fig. 1: Anzahl der Bohrungen pro Jahr im deutschen Teil des Rheingrabens.

relative Reserven von ca. 8 Mio. t Öl (Fig. 3) und entsprechen damit etwa 3 % der gesamten deutschen Ölreserven. Wie aus Fig. 3 ersichtlich, trugen nur drei Felder wesentlich zur Förderung bei : Stockstadt, Landau und Eich, während die restlichen 23 Felder wirtschaftlich relativ unbedeutende Funde darstellen. Aus den 14 Gasfeldern wurden 1.2 Mrd. m³ Gas gefördert, d.h. weniger als 0.5 % der kumulativen deutschen Gasproduktion.

Im folgenden wird ein kurzer Überblick über die strukturelle und stratigraphische Entwicklung des Grabens sowie über die Muttergesteine, deren Reife, die Speichergesteine und die Fallenbildung gegeben.

Geologische Verhältnisse vor der Grabenbildung

Der Rheingraben schneidet als NNE-SSW gerichtete Furche das variskische Grundgebirge, und zwar die moldanubische und saxothuringische Zone, die hauptsächlich von metamorphen Gesteinen und variskischen Graniten aufgebaut werden. Darüber wurden permische, triassische und jurassische Sedimente abgelagert. Gegen Ende der Jurazeit wurde diese Region nach Süden gekippt (HÜTTNER, 1991). Im nördlichen Teil des jetzigen Grabens entfernte die damit verbundene Erosion in der späten Oberkreide und im Paläozän etwa 1 km Sedimentgesteine, während im Süden noch verkarsteter Jura ansteht.

In der prä-Rift Abfolge des südlichen und mittleren Rheingrabens finden sich geeignete Speichergesteine aus dem Zeitabschnitt Buntsandstein bis Dogger (Hauptrogenstein). Die gefundenen Kohlenwasserstoffvorkommen sind jedoch nur von untergeordneter Bedeutung, da entweder geeignete Muttergesteine fehlen, die Migrationswege nicht ideal oder die Permeabilitäten sehr schlecht sind (z.B. Dogger Hauptrogenstein). Eine Ausnahme bildet aufgrund seiner speziellen strukturellen Situation das Erdölfeld Landau.

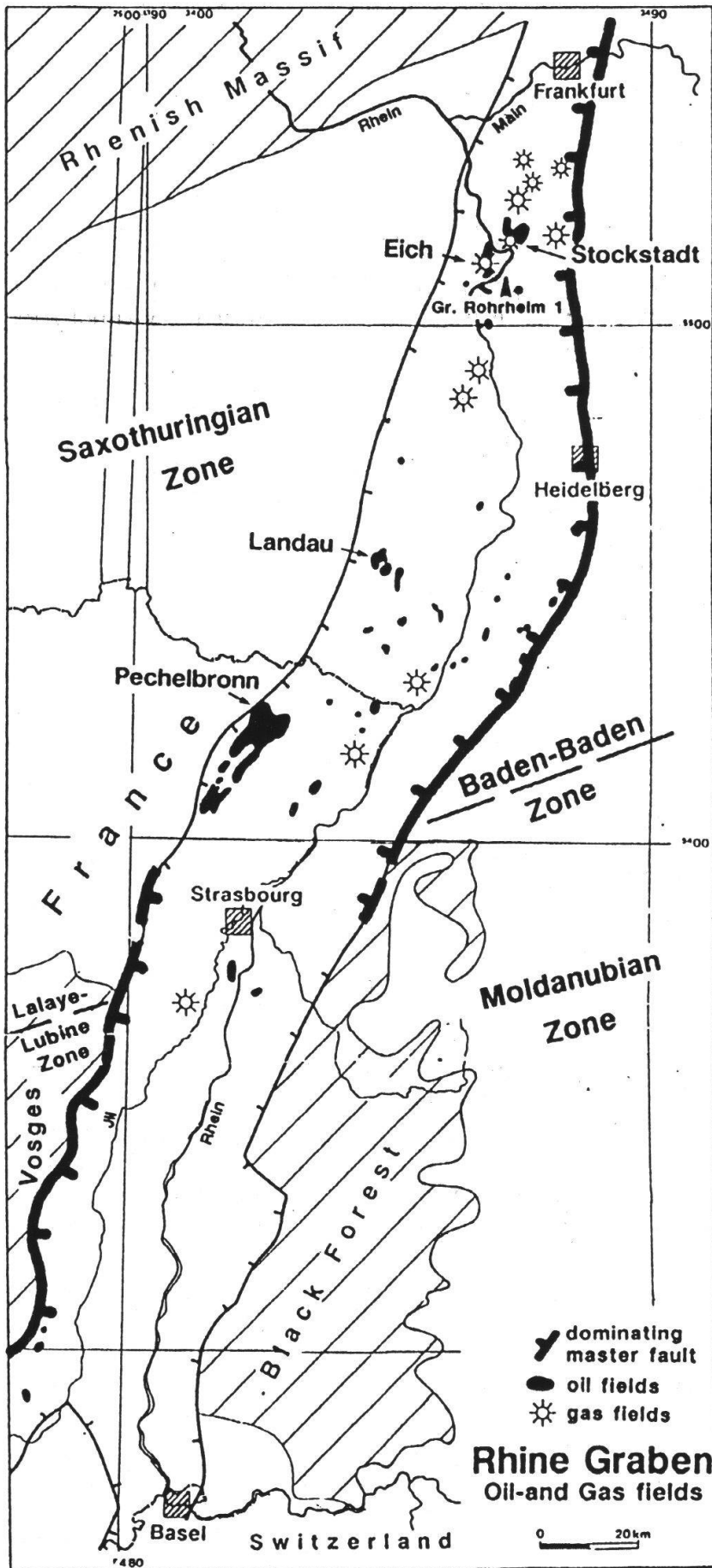


Fig. 2: Übersichtskarte der Erdöl- und Erdgasfelder im Rheingraben.

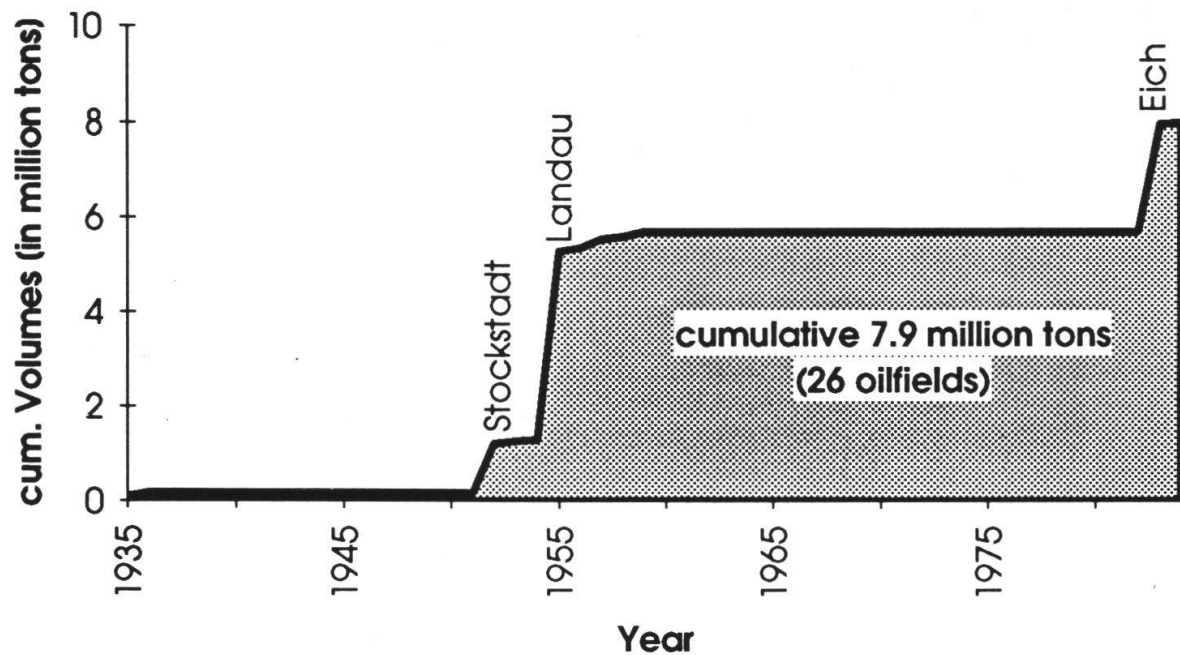


Fig. 3: Geschätzte kumulative Ölreserven im deutschen Teil des Rheingrabens.

Entwicklung des Rheingrabens

Der Rheingraben ist Teil des mitteleuropäischen, känozoischen kontinentalen Riftsystems, welches sich aus Grabenstrukturen zwischen Süd-Frankreich und Norddeutschland zusammensetzt. Mit Ausnahme des Rheingrabens sind diese engräumigen Sedimentbecken für die Kohlenwasserstoffproduktion nicht von Bedeutung.

Die Grabenbildung begann im Oberrheingebiet im späten Eozän. Subsidenz fand während des gesamten folgenden Känozoikums statt. Den höchsten Senkungsbetrag erreichte im Norden das »Heidelberger Loch« im frühen Miozän. Gleichzeitig wurde im Süden, verbunden mit der Aufwölbung der angrenzenden Vogesen und des Schwarzwaldes, erodiert (SITTLER, 1992). Die grabenrandbegrenzenden Hauptverwerfungen sind listrisch. Dies erkennt man sowohl auf zwei den Graben querenden ECORS/DEKORP Profilen (BRUN et al., 1992) als auch auf bilanzierten Querprofilen. So konnten NEUGEBAUER und RICHTER (1988) im Auftrag der BEB nachweisen, daß im nördlichen Rheingraben die östliche Grabenrandverwerfung in ein detachment level von 15-24 km Tiefe mündet, was in etwa der Grenze untere/obere Kruste entspricht. Die westliche Hauptverwerfung hingegen endet in 12-16 km Tiefe (Fig. 4). Die daraus resultierende asymmetrische Halbgrabenform ist nach DERKSEN et al. (1988) typisch in zahlreichen juvenilen Riftbecken.

Im Rheingraben ändert sich die Position der dominierenden listrischen Hauptverwerfung und damit die Asymmetrie der Grabenfüllung. Bildet, wie bereits gezeigt, im nördlichen Grabenbereich die östliche Grabenrandverwerfung die Hauptverwerfung, so übernimmt etwa an der Grenze zwischen Moldanubikum und Saxothuringikum die westliche Randverwerfung diese Funktion (Fig. 2). Dieser große variskische Krustenbruch wird durch die beiden Scherzonen der Lalaye-Lubine Zone westlich des Grabens und der Baden-Baden Zone östlich davon gebildet, deren 30 km N-S Versatz auf links-laterale Bewegungen im Bereich des Rheingrabens hindeuten (BRUN et al., 1992).

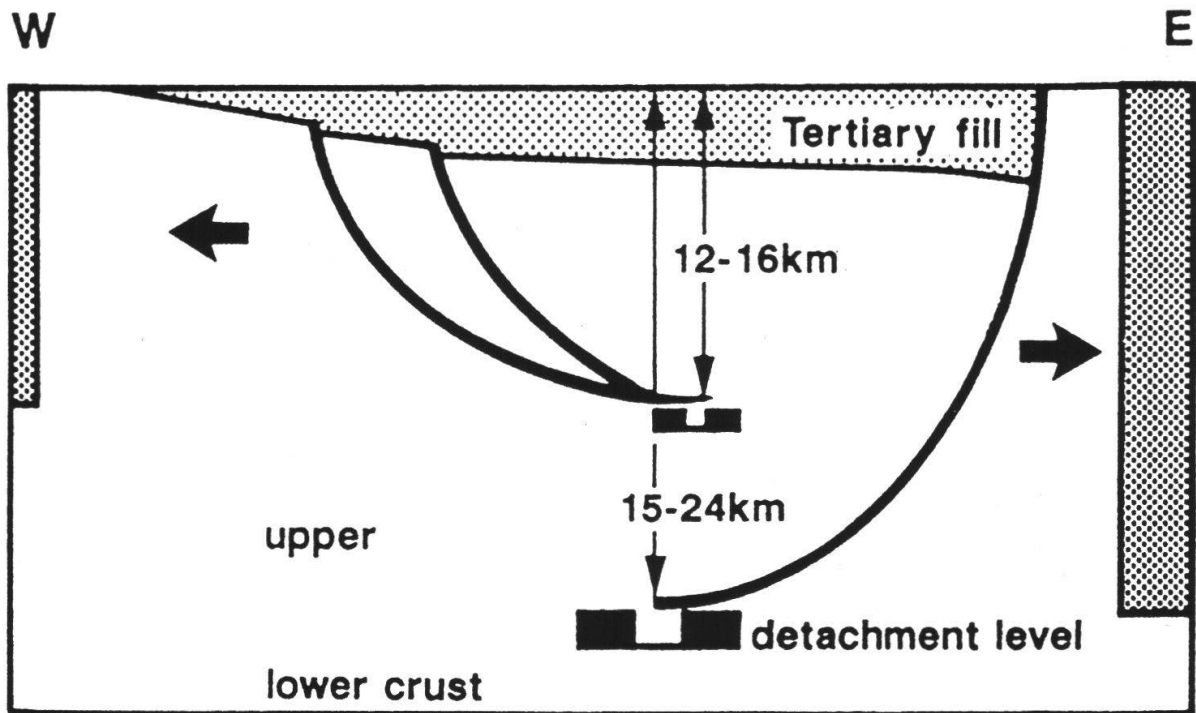


Fig. 4: Tiefenlage der Grabenrandverwerfungen im nördlichen Rheingraben. (NEUGEBAUER & RICHTER, 1988)

Reservoir- und Abdichtungsgesteine innerhalb der Rheingrabenfüllung

In Fig. 5 ist neben der stratigraphischen Abfolge und erdölgeologischen Daten auch ein Schema der Grabensedimente dargestellt. Anhand der Kurve der relativen Meeresspiegelschwankungen ist erkennbar, daß kontinentale bis küstennahe Sedimente überwiegen. Die drei marinen Ingressionen, deren bedeutendste im Rupel sogar zu einer Verbindung zwischen dem nordwesteuropäischen Becken und dem nordalpinen Molassebecken führte, sind für die Rheingrabenfüllung von untergeordneter Bedeutung.

Günstige tertiärzeitliche Reservoirgesteine treten nur nördlich der Höhe von Baden-Baden auf, südlich vertonen sie. Die wichtigsten Reservoirgesteine im nördlichen Rheintal sind die oligozänen Pechelbronn Schichten, aus denen u.a. im Feld Landau und einzig in den Feldern Eich und Stockstadt gefördert wird. Sie wurden in einem alluvial/fluviatilen bis limnischen Environment abgelagert. Sedimente verflochtener Flüsse wechseln mit alluvialen, von der nordwestlichen Grabenschulter ausgehenden Schuttfächern. Mächtigkeit und Lithologie sind auch bestimmt von synsedimentären Verwerfungen. Während Grobklastika durchgehend das Paläorelief bedecken, herrschen Feinklastika auf absinkenden Blöcken und im Grabenzentrum vor. Aufgrund des eng begrenzten Auftretens von Sandsteinen ist die Kohlenwasserstoffkommunikation das Hauptproblem bei der Produktion. Gezeigt sei dies an einem Gamma Ray Log-Schnitt über das Erdölfeld Eich (Fig. 6). Kommunizierende Sandkörper sind einheitlich gepunktet, während die abdichtenden zwischengelagerten Ton- und Mergelsteine weiß dargestellt sind. Es ist jedoch zu bemerken, daß im Feld Eich aufgrund der Nähe zum Liefergebiet und der guten Speichereigenschaften ungewöhnlich gute Bedingungen für die KW-Produktion vorliegen.

Regional ist die Abdichtung der Pechelbronn Schichten durch die inner-neritischen Mittleren Pechelbronn Schichten und den überlagernden bathyalen Septarienton gege-

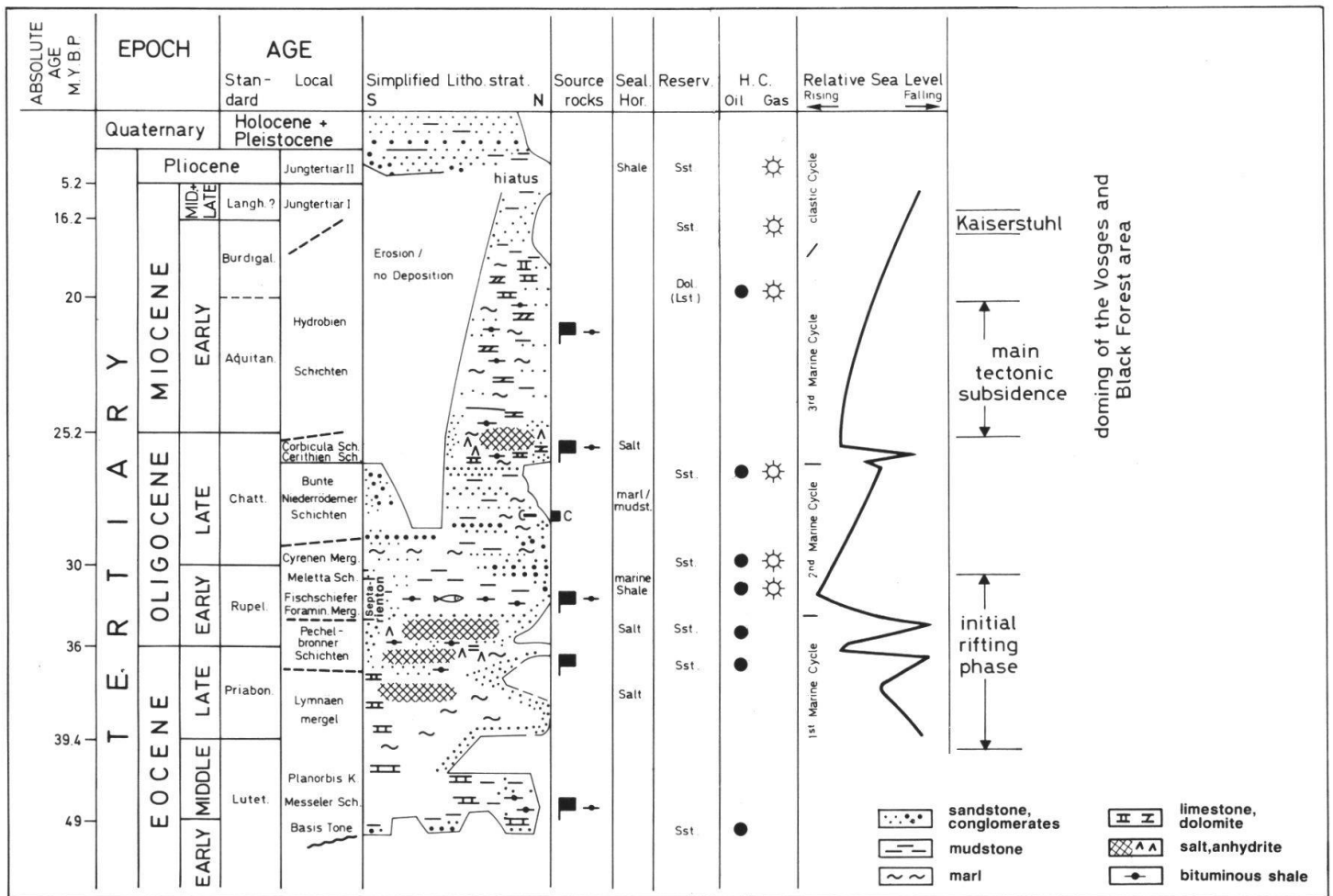


Fig. 5: Der Oberrheingraben: Stratigraphische, sedimentologische und erdölgeologische Übersicht. Modifiziert nach DURST, 1991.

ben. Dies ist sowohl durch unterschiedliche Lagerstättendrucke als auch durch verschiedene Ölzusammensetzung der produzierenden unteren und oberen Lager der Pechelbronn Schichten im Ölfeld Stockstadt nachgewiesen.

Weitere Speicher bilden die Sandsteinlinsen der oligozänen Meletta Schichten und der Cyrenenmergel, die in einem äußeren bzw. inneren neritischen Environment abgelagert wurden. Die Reservoireigenschaften dieser eng begrenzten Sandsteinkörper variieren stark; eine Korrelation ist in den Bohrungen auch innerhalb eines Ölfeldes nicht möglich.

Die Sandsteine der überlagernden Bunten Niederröden Schichten sind als fluviatile Rinnensedimente abgelagert worden. Ihre begrenzte flächenhafte Ausdehnung geht aus den Logs von vier benachbarten Bohrungen eines Ölfeldes im mittleren Teil des Rheingrabens hervor (Fig. 7). Anzahl, Mächtigkeit und lithologische Zusammensetzung der Sandbänke ändern sich innerhalb weniger Zehnermeter rasch. Dies ist charakteristisch für diese Ablagerungsbedingungen, trägt jedoch nicht zu einer optimalen Ölausbeute bei.

Speichergesteine für Lagerstätten biogenen Gases sind Dolomite und Sandsteinlinsen des Miozäns. Porosität und Permeabilität sind abhängig vom jeweiligen Tongehalt. Mächtige zwischengelagerte Ton- und Mergelsteine bilden die Abdichtung für diese Öl- und Gasreservoirsteine.

Tertiärzeitliche Muttergesteine

Für die Erdölbildung geeignete Muttergesteine treten im nördlichen Rheingraben in den oligozänen Pechelbronn Schichten und im Septarienton auf. Die organischen Bestandteile setzen sich aus Kerogentyp II/III zusammen. Ein T.O.C.-Gehalt von weniger als 3% deutet zusammen mit den gemessenen Wasserstoffindizes auf ein mittleres Ölpotential. Dies mag erklären, warum die Felder Eich und Stockstadt nicht bis zum strukturellen Überlaufpunkt gefüllt sind. Die gemessenen Vitrinitreflexionswerte deuten darauf hin, daß das Ölfenster heute in einer Teufenlage um 2000 m erreicht ist. Infolge des südlichen Einfallens der Tertiärbasis im nördlichen Oberrheintal sind diese Muttergesteine etwa südlich der Stadt Worms reif.

Weitere Muttergesteine sind Ton- und Mergelsteine in den Corbicula Schichten, den Cyrenenmergeln und den Meletta Schichten. Ihr organischer Anteil besteht aus Kerogentyp II/III. Der Anteil des gesamten organischen Kohlenstoffs von weniger als 1.5% läßt mit den gemessenen niedrigen Wasserstoffindizes auf ein geringes Ölpotential schließen. Nach TEICHMÜLLER (1979) ist das Ölfenster im Grabenzentrum westlich von Karlsruhe bis etwa auf die Höhe der Stadt Speyer erreicht.

Mergelsteine der Hydrobien Schichten sind die Quelle für biogene Gase, soweit sie, infolge ihrer Versenkung, nicht über 80° C aufgeheizt wurden.

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß die organischen Bestandteile der verschiedenen Muttergesteine sich aus Kerogentyp II/III zusammensetzen. Weiterhin weisen

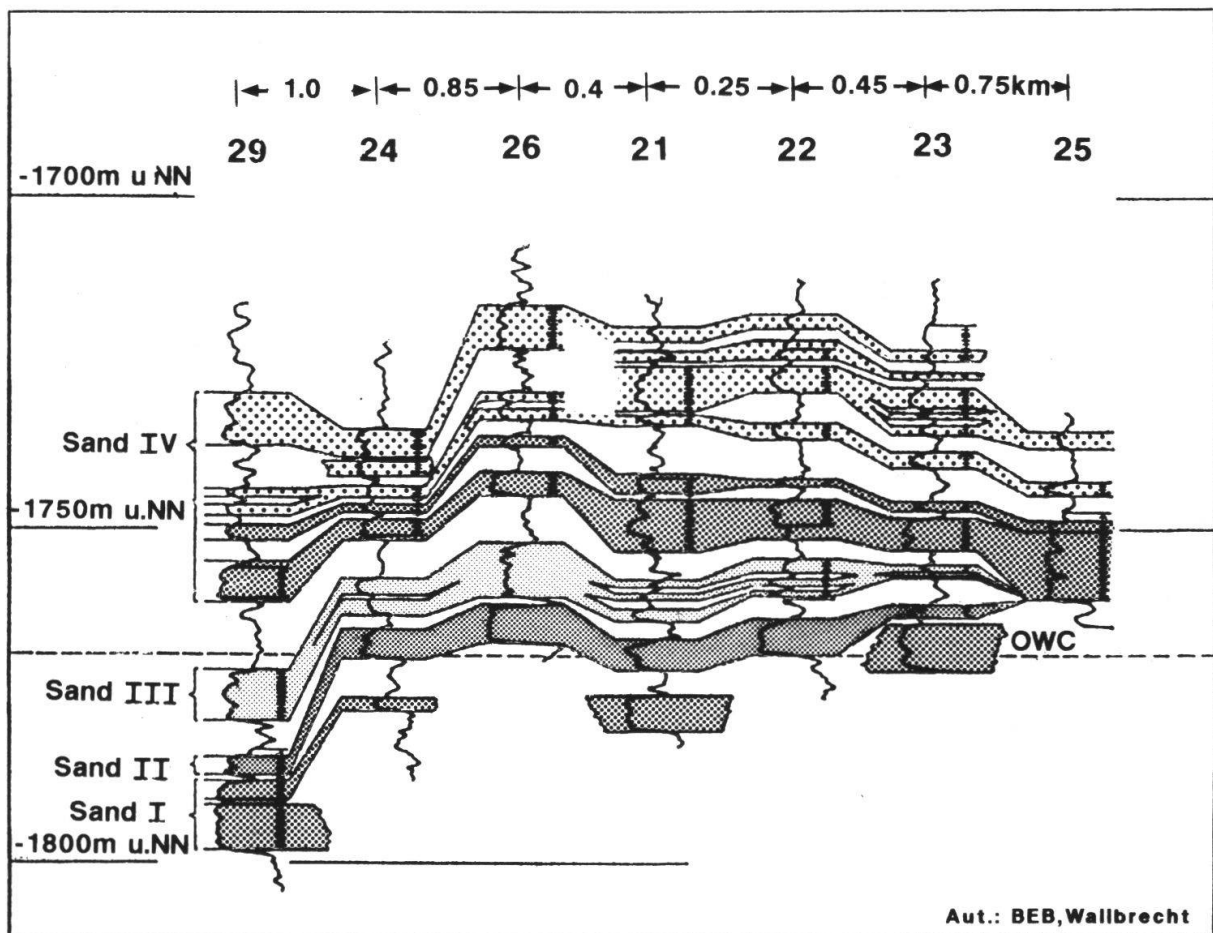


Fig. 6: Ölfield Eich: Gamma Ray Log-Schnitt der Pechelbronn Schichten (Oligozän).

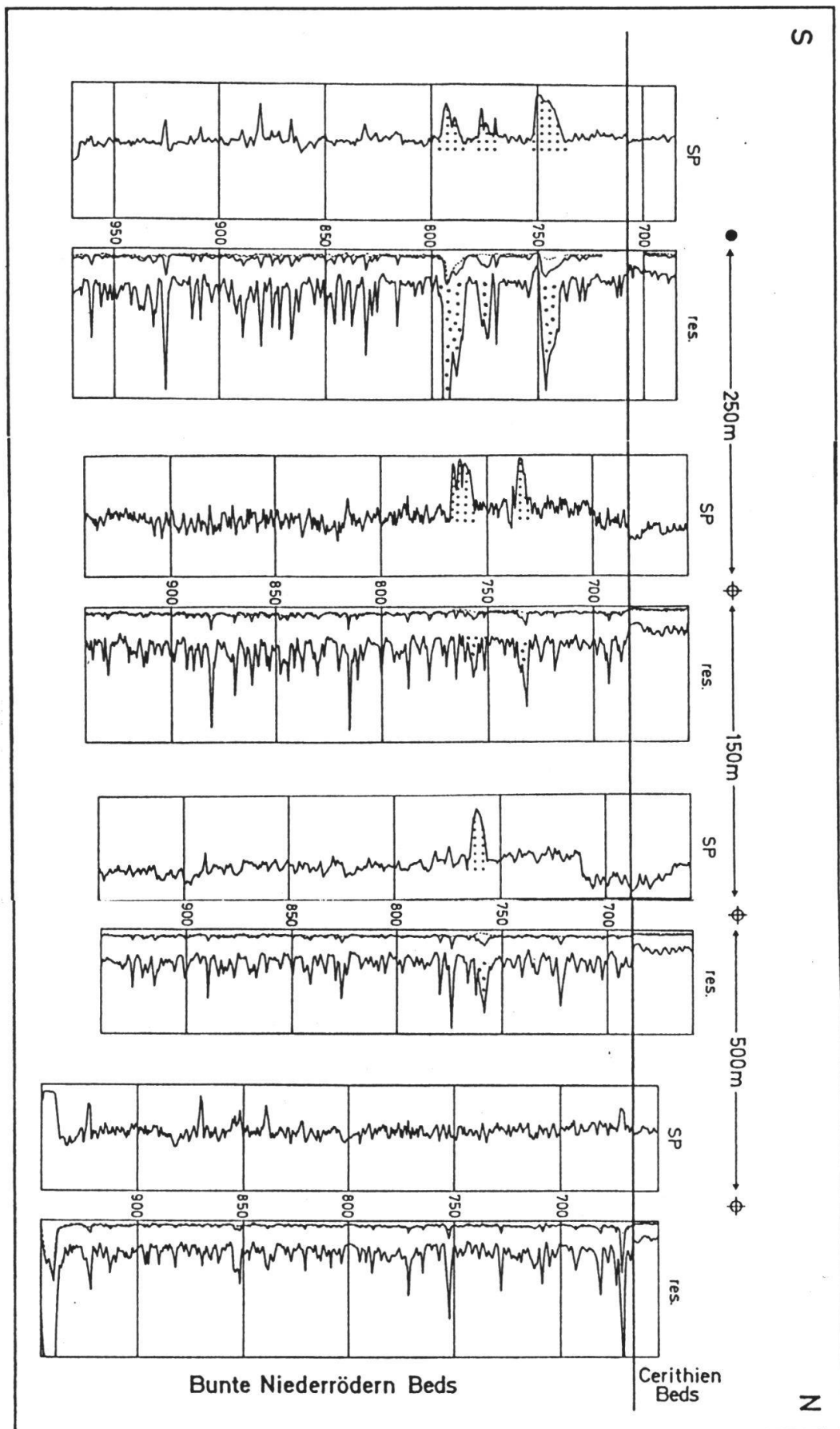


Fig. 7: Zentraler Rheingraben: Log-Schnitt der Bunten Niederröden Schichten (Oligozän).

T. O. C. CONTENT

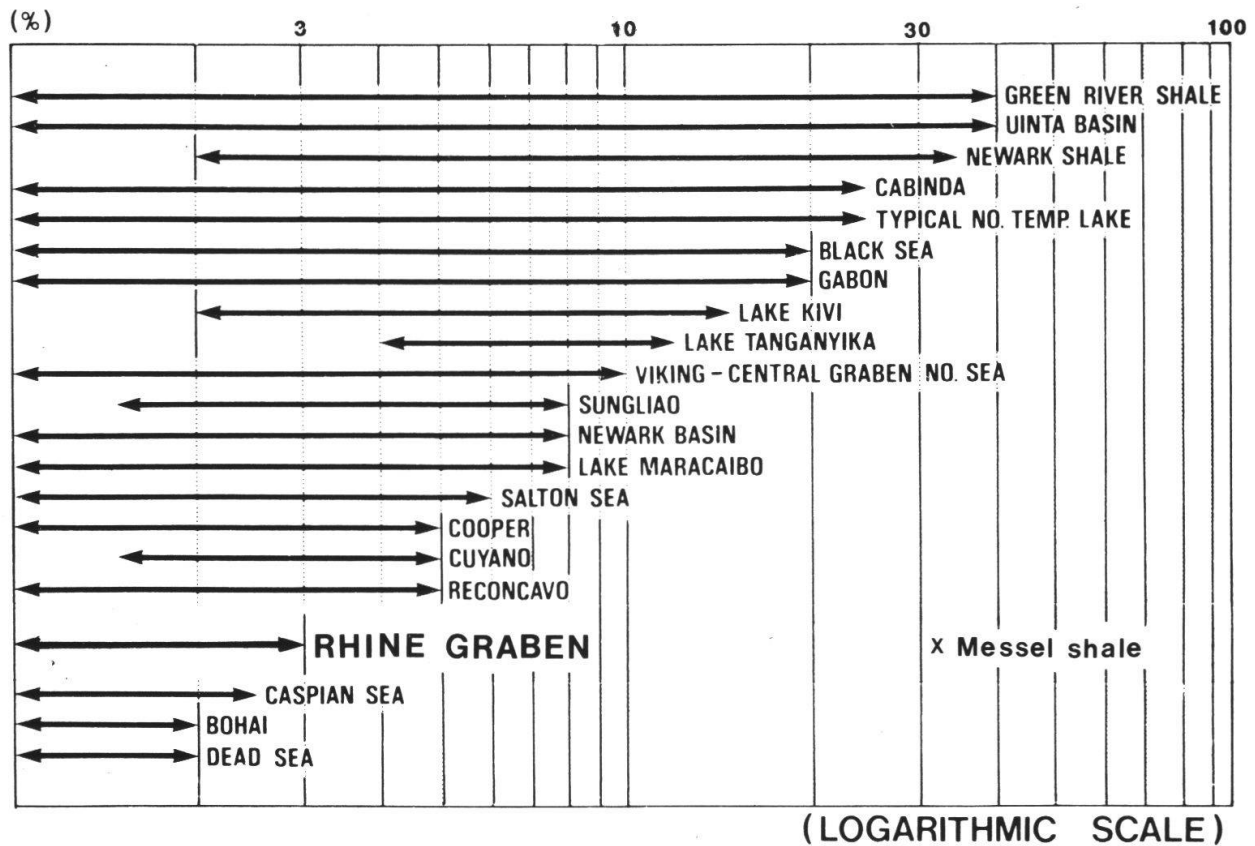


Fig. 8: Vergleich des T.O.C.-Gehalts von lakustrinen Muttergesteinen. Modifiziert nach KELTS, et al., 1988.

die geförderten Erdöle hohe Paraffingehalte von bis zu 40 g / 100 g und niedrige Schwefelgehalte von weniger als 0.4 g / 100 g auf. Diese Befunde sind nach DERKSEN et al. (1988) typisch für fluvio-lakustrine Becken. Auffallend ist jedoch der relativ niedrige T.O.C.-Gehalt, der in einem weltweiten Vergleich lakustriner Muttergesteine den Rheingraben an sehr ungünstiger Stelle plaziert (Fig. 8). Eine Ausnahme bilden die eozänen Tonsteine von Messel mit einem T.O.C.-Gehalt von 33%. Da solche Seesedimente jedoch nur ganz lokal verbreitet sind, spielen sie bei der Entstehung von Erdöl nur eine untergeordnete Rolle.

Eine mögliche Erklärung für den relativ niedrigen T.O.C.-Gehalt der Muttergesteine im Rheingraben gibt KELTS (1988), der sich mit der Ausbildung von Muttergesteinen im lakustrinen Environment befaßte. Danach sind optimale Bedingungen für Produktion und Erhaltung von organischem Material in großen und geschlossenen Seen zu finden, wie sie im Rheingraben wohl existierten. Die Wassertiefe sollte relativ groß sein. Die Wassertiefe der Seen im Rheingraben war jedoch gering, und es handelte sich um bewegtes Wasser mit ständiger klastischer Zufuhr anstelle der von KELTS geforderten Stillstandbedingungen. Günstig wirkt sich weiterhin subtropisches Klima aus, während im Tertiär im Gebiet des Rheintals ein warm temperiertes Klima mit immergrüner breitblättriger Waldvegetation vorherrschte (SCHULER, 1990).

Um den Zeitpunkt der Ölbildung zu bestimmen, wurde für eine Bohrung NE von Worms (Groß-Rohrheim) die Ölexpulsion der mittleren Pechelbronn Schichten und des Septarientons auf halber Strecke zwischen Heidelberger Loch und Fangstruktur simuliert (Fig. 9). Als Ergebnis der lokalen Versenkungs- und Temperaturgeschichte

zeigt diese computergestützte Simulation, daß etwa 70 bis 80 % der kumulativen Ölmenge im Zeitraum bis vor 10 bis 5 Mio. Jahren generiert wurde, anschließend nahm die Erdölbildung deutlich ab. Die beiden Maxima in der Kohlenwasserstoff-Expulsionsrate bei ca. 20 und 10 Mio. Jahren sind bedingt durch die spezifischen kinetischen Parameter des für die Simulation verwendeten Muttergesteintyps. Aus der Simulation läßt sich schließen, daß dann günstige Voraussetzungen für die Füllung der Fallenstrukturen bestanden, wenn diese vor bzw. mit der Hauptphase der Erdölbildung vor etwa 10 Mio. Jahren verfügbar waren. Diese Expulsionskurven werden neben der Versenkungsgeschichte natürlich ganz entscheidend vom lokalen Temperaturgradienten beeinflusst, welcher bekanntlich im Rheingraben sehr stark schwankt.

Kohlenwasserstoff-Fallen

Die interne Strukturierung des Rheingrabens ist an das i.a. extensionale tektonische Regime z.Zt. des Riftings gebunden. Das Vorherrschen von Abschiebungen ist aus einem dichten Meßnetz seismischer Linien bekannt. Die Kohlenwasserstoff-Fallen sind relativ einfach; es handelt sich überwiegend um Monoklinalstrukturen auf Hoch- oder Tiefblöcken, gestörte Antiklinalen und gestörte Horstblöcke (DURST, 1991).

Das Fangpotential von Hochlagen vor Abschiebungen ist gering, was auf einer Zeitlinienkarte vom Top der Pechelbronn Schichten entlang der östlichen Grabenrandverwerfung im Raum Heidelberg gezeigt werden kann (Fig. 10). Zahlreiche Bohrungen testeten verschiedene Hochlagen wasserführend, was auf fehlende Abdichtung der kontinuierlich aktiven Hauptverwerfung zurückgeführt wird. Dies steht im Einklang mit den marginalen Ölfeldern von Forst-Weiher und Rot, die aus überwiegend geklüfteten mesozoischen Speichern förderten. Dabei handelt es sich wahrscheinlich um über die

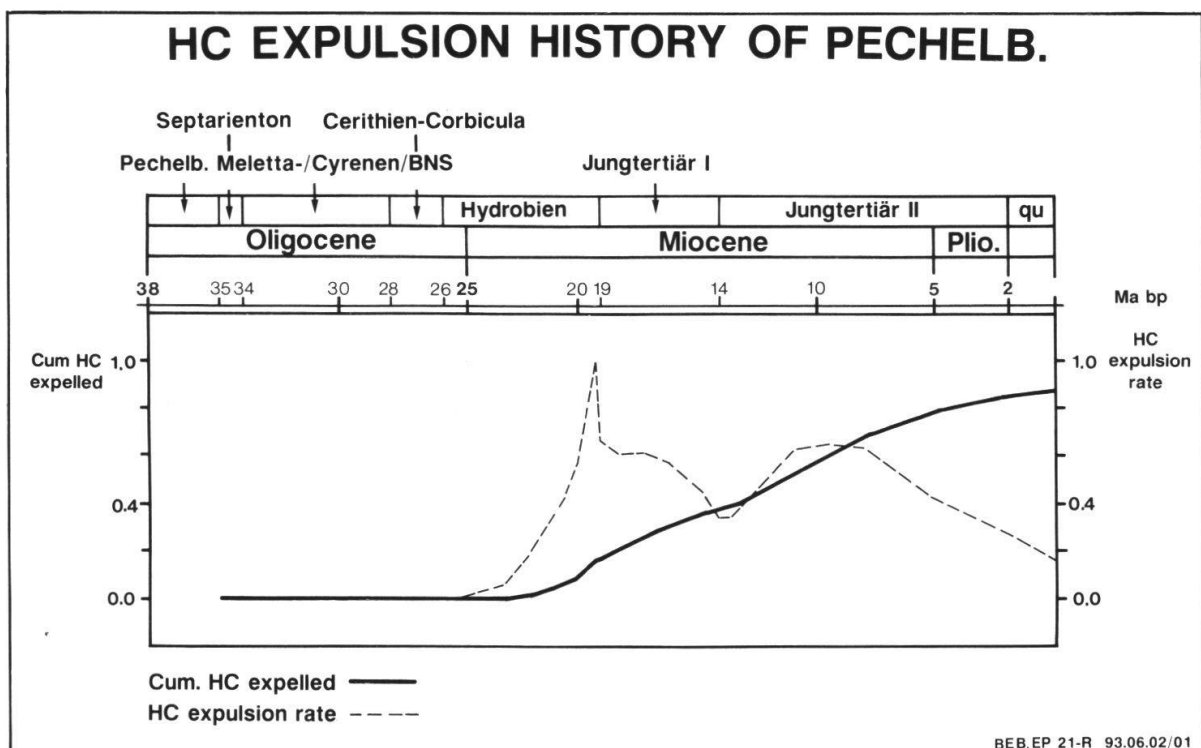
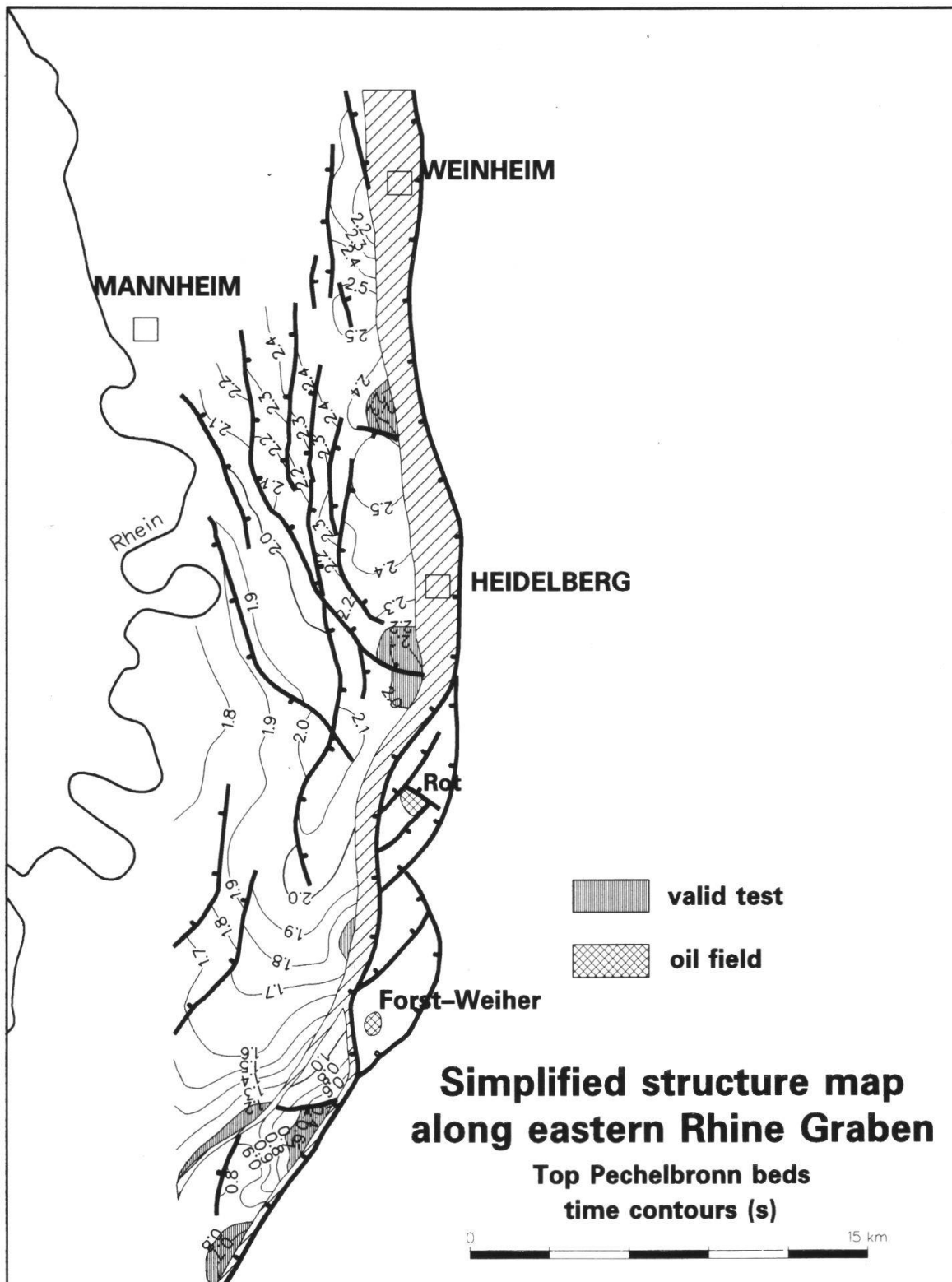


Fig. 9: Simulation der Kohlenwasserstoffabgabe der mittleren Pechelbronn Schichten und des Septarientons. Die KW-Expulsionsrate und die kumulative KW-Expulsion sind auf ein Maximum normiert.



EP 12-GR; Z9307024

Fig. 10: Vereinfachte Strukturkarte vom Top der Pechelbronn Schichten entlang des östlichen Grabenrandes.

Grabenrandverwerfung umgestiegenes Öl aus der Grabenfüllung. Dafür spricht auch, daß mesozoische Muttergesteine auf der Randstaffel nicht reif sind.

Die drei Hauptfelder im deutschen Teil des Rheingrabens sind an alte, bereits synsedimentär z.Zt. der Pechelbronn Schichten existierende Hochlagen gebunden: in den Ölfeldern Landau und Eich ist die Mächtigkeit der Pechelbronn Schichten im Vergleich zur Umgebung deutlich reduziert. Im Ölfeld Stockstadt deutet die teilweise Erosion der Pechelbronn Schichten auf Block-Rotation nach Ablagerung der Pechelbronn Schichten. Dies sei an einer seismischen Sektion über Eich demonstriert (Anlage 1). Das Ölfeld befindet sich auf einem Horstblock, die Pechelbronn Schichten sind schraffiert dargestellt. Deutlich ist die Mächtigkeitserhöhung auf den abgeschobenen Blöcken. Die Interpretation basiert auf ausreichender Bohrungsdichte; der fehlende Impedanzkontrast zum unterlagernden Rotliegend verhindert den eindeutigen seismischen Anriß der Basis Pechelbronn Schichten.

Ein weiteres Beispiel lieferte die Bohrung Groß-Rohrheim 1, NE der Stadt Worms. Anlage 2 zeigt den erdölgeologisch interessierenden Bereich an der Basis Tertiär. Im oberen Bereich ist die akustische Impedanzsektion als Ergebnis seismischer Inversion abgebildet. Der das Reservoir abdichtende Septarienton ist infolge seiner niedrigen Geschwindigkeit und geringen Dichte als weißes Band wiedergegeben, höhere akustische Impedanzen durch zunehmende Grautöne. Als relativ helles Band tritt der hoch poröse aber gering permeable, etwa 100 m mächtige Sandstein am Top Rotliegend hervor. Zwischen beiden ist deutlich die Mächtigkeitszunahme der Pechelbronn Schichten auf den abgeschobenen Blöcken erkennbar, d.h. es handelt sich um eine synsedimentär angelegte Verwerfung und damit um eine bereits im Oligozän angelegte Struktur. Eine Unterteilung in die insgesamt sandhaltigeren oberen und die tonigeren unteren und mittleren Pechelbronn Schichten erscheint über unterschiedliche Impedanzen, d.h. Grautöne möglich. Die untere Abbildung zeigt das aus der seismischen Inversion resultierende geologische Modell, das so anhand des seismischen Profils ohne Bohrinformation allein nicht zu erstellen war.

Die Bohrung traf die Speichergesteine in der erwarteten Teufenlage ölführend an, jedoch waren Mächtigkeit und Ausbildung der Reservoirgesteine aufgrund der Position im Grabenzentrum für eine wirtschaftliche Förderung ungeeignet. Die Voraussetzungen für eine Lagerstätte waren allerdings aufgrund des Alters der Fallenstruktur in Verbindung mit der Hauptphase der Erdölbildung sehr günstig.

Schlußfolgerung

Der Rheingraben stellt ein Riftbecken mit begrenztem Kohlenwasserstoffpotential dar. Die Gründe dafür liegen zum einen am niedrigen T.O.C.-Gehalt der Muttergesteine. Zum anderen handelt es sich um einen engbegrenzten Ablagerungsraum mit begrenzter flächenhafter Ausdehnung der Speichergesteine. Zusätzlich ist das Rückhaltevermögen der KW-Fallen aufgrund fortgesetzter tektonischer Aktivität auch nach der Hauptphase der Kohlenwasserstoffbildung beschränkt. Dies führt zur Migration der Kohlenwasserstoffe in strukturierte Speicher bis zum kompletten Auslauf an die Erdoberfläche. Erdöl-Fangstrukturen sind zahlreich vorhanden, doch existieren nur wenige frühzeitig angelegte intra-Grabenhochlagen.

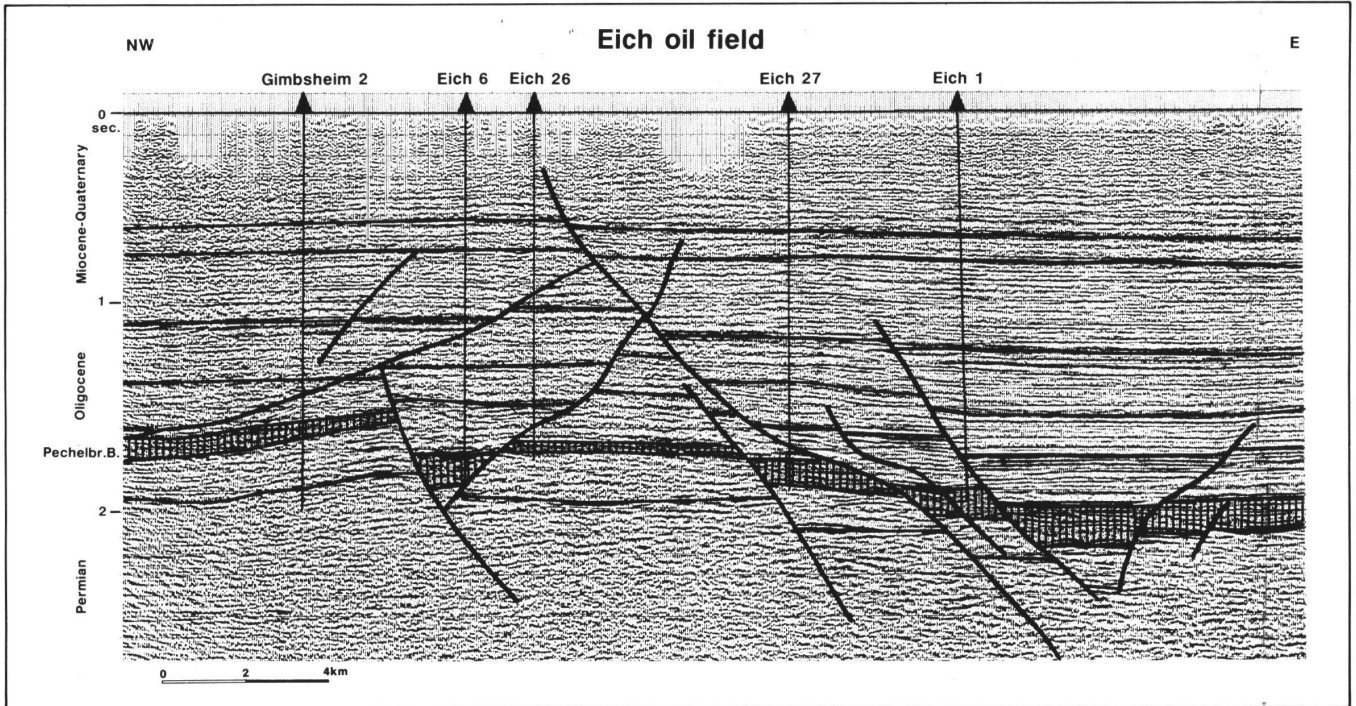
Die Chance, weitere kleinere KW-Lagerstätten im Oberrheingraben zu finden, erscheint gegeben, jedoch ist z.Zt. eine wirtschaftliche KW-Gewinnung aufgrund des niedrigen Ölpreises nicht möglich.

Danksagung

Die Autoren danken dem WEG für die Genehmigung, die vorliegende Arbeit zu publizieren, der BEB für die Unterstützung dieser Arbeit und Kollegen für die Überlassung von Material.

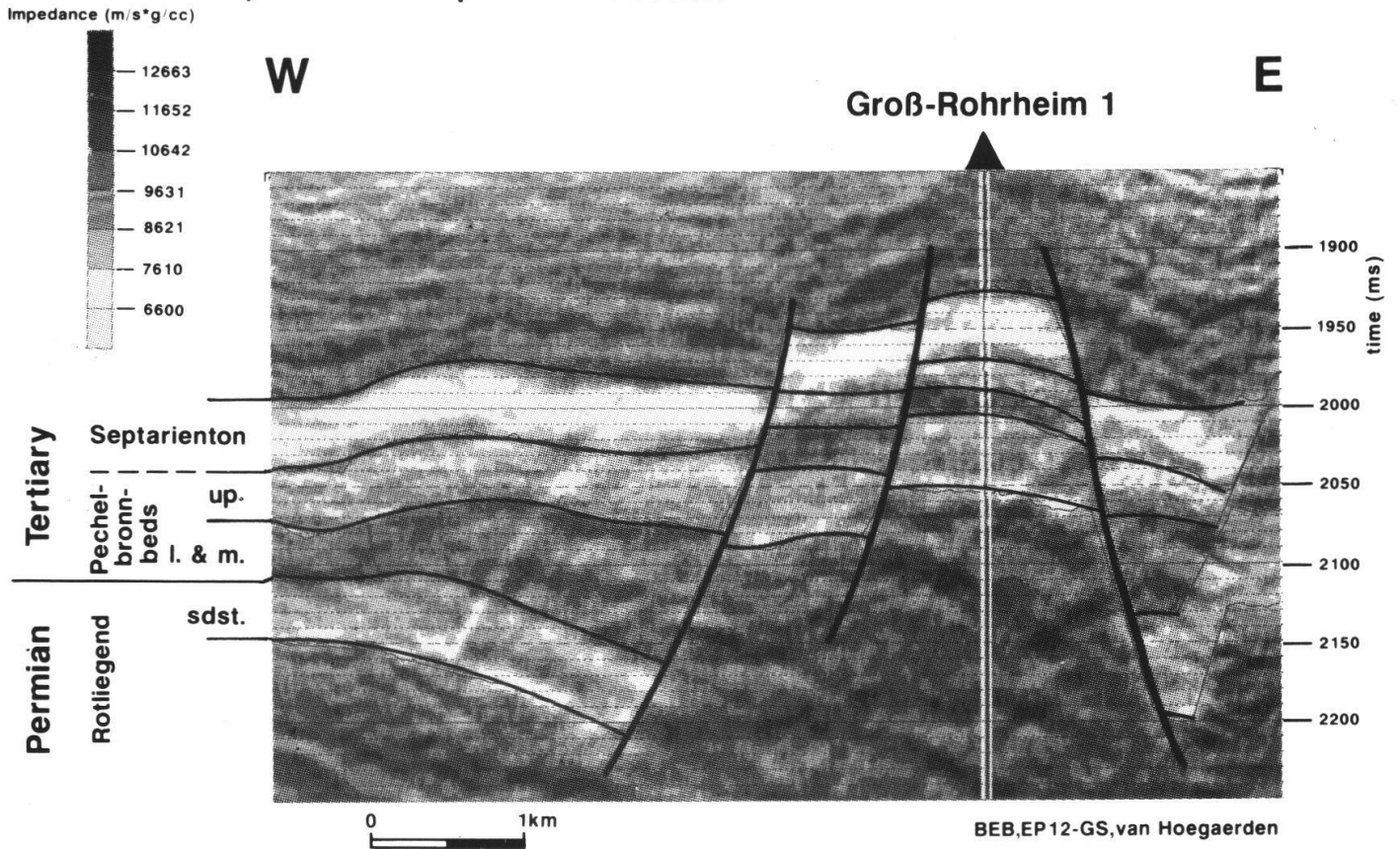
Literaturverzeichnis

- BRUN J.P., GUTSCHER M.-A. and DECORP - ECORS team (1991): Deep crustal structure of the Rhine Graben from DEKORP-ECORS seismic reflection data: a summary. - *Tectonophysics* 208, p.139-147.
- DERKSEN S.J. & J. McLEAN-HODGSON (1988): Hydrocarbon Potential and Structural Style of Continental Rifts; Examples from East Africa and Southeast Asia. - 7th Offshore South East Asia Conference, Singapore. OSEA 88113, p.120-134.
- DURST H. (1991): Aspects of exploration history and structural style in the Rhine graben area. - EAPG spec.publ. 1, p.247-261.
- HÜTTNER R. (1991): Bau und Entwicklung des Oberrheingrabens Ein Überblick mit historischer Rückschau. - *Geol. Jb.*, E 48, S.17-42.
- NEUGEBAUER H.J. & A. RICHTER (1988): Strukturanalyse zur Dehnung der Kruste am Beispiel des Oberrheingrabens. - Interner BEB Bericht.
- KELTS K. (1988): Environments of deposition of lacustrine petroleum source rocks: an introduction. - GS spec.publ. 40, p.3-26.
- SCHULER M. (1990): Environnements et Paléoclimats Paléogènes - Palynologie et biostratigraphie de l'Eocène et de l'Oligocène inférieur dans les fossés rhénan, rhodanien et de Hesse. - Document du BRGM no 190, Orléans, 503 pp..
- SITTLER C. (1992): Illustration de l'histoire géologique du Fossé rhénan et de l'Alsace. - *N.Jb.Geol.Paläont.Abh.* 186, p.255-282.
- TEICHMÜLLER M. (1979): Die Diagenese der kohligen Substanzen in den Gesteinen des Tertiärs und Mesozoikums des mittleren Oberrhein- Grabens. - *Fortschr.Geol.Rheinld.u.Westf.* 27,p.19-49.

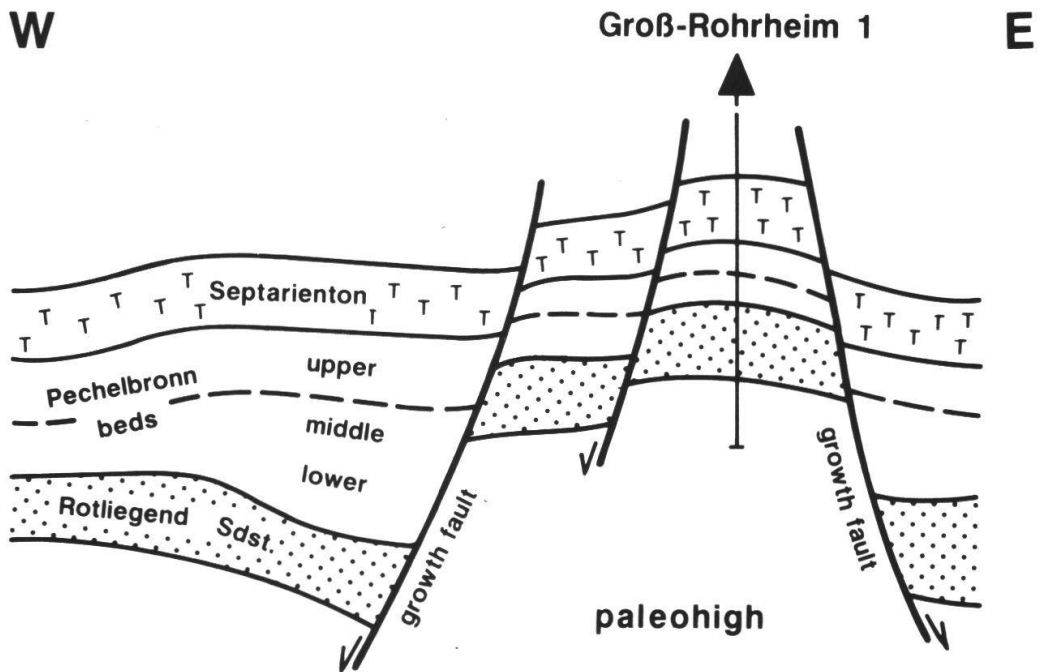


Anlage 1: Migriertes seismisches Profil über das Ölfeld Eich.

a) acoustic impedance section



b) schematic geological section



Anlage 2:

Akustische Impedanzsektion und schematischer geologischer Schnitt über die Struktur Groß-Rohrheim 1, NE Worms.