

BRUCHSTRUKTUREN UND IHRE BEDEUTUNG FÜR DIE BILDUNG VON KOHLENWASSERSTOFF-FALLEN IN DER OBERÖSTERREICHISCHEN MOLASSE

FAULT-BOUNDED STRUCTURES AS HYDROCARBON TRAPS IN THE UPPER AUSTRIAN MOLASSE BASIN, AUSTRIA

Wolfgang Nachtmann

Mit 5 Abbildungen

Zusammenfassung:

Ziele der seit 1955 bis in die späteren 80er Jahre in der oberösterreichischen Molasse erfolgten Öl-Exploration waren nahezu ausschließlich seismisch kartierte Bruchstrukturen an der Tertiärbasis (Eozän bis Rupel) und im Cenoman. Diese auf Zerrungstektonik begründeten Brüche haben durch eine ab dem frühen Miozän vom S gegen die Böhmisches Masse gerichtete Kompression ihre heutige Form und (Un)Dichtheit erlangt.

Die Dichtheit von bzw. entlang Bruchflächen wird im wesentlichen durch das Zusammenspiel von Sprunghöhe, Mächtigkeit des Trägerhorizontes, Lithologie der diesem gegenüber liegenden Formation, Zeitpunkt der Bruchbildung im Vergleich zur Sedimentation und letztlich Verfügbarkeit von dichtendem Schmiermaterial bestimmt. Grundsätzlich kann im Hinblick auf das Abdichtungsvermögen zwischen Anti- und Synthetern kein Unterschied nachgewiesen werden – einzig einzelne prätertiäre Syntheter scheinen infolge tiefgreifender Verwitterung nicht dicht zu sein.

Von insgesamt 56 an Brüche gebundenen Feldern bzw. eigenständigen Feldesteilen werden 42 durch Antitheter, 11 durch Syntheter und drei aus einer Kombination von Antitheter und Syntheter in einer oder mehreren Richtungen abgedichtet. In etlichen dieser Felder wird eine an sich nach einer oder mehreren Seiten offene Struktur durch das Vermergeln bzw. Auskeilen des Trägerhorizontes geschlossen. Aufgrund der durchschnittlichen Strukturgröße und der bislang festgestellten Reserven sind Antitheterstrukturen und kombinierte Antitheter- + Syntheterfallen größer und daher wirtschaftlich wesentlich attraktiver als reine Syntheterstrukturen (lediglich 2% der in Oberösterreich nachgewiesenen Ölreserven liegen an Synthetern).

Abstract:

The deeper part of the Upper Austrian molasse basin and the underlying Mesozoic are dissected by a dense grid of faults. Two generations can be observed: the NNW-SSE striking pretertiary faults on one hand and the more or less E–W trending Oligocene faults on the other. Their vertical throws extend to more than 1000 m and 300 m respectively. There are also faults of Pretertiary origin that were reactivated during the Oligocene. All these faults were created by extension and got their present shape and final sealing by a northbound compression that has started in the Early Miocene. The Lattorfian Fischschiefer is assumed to be the predominant source rock of the molasse oil; its maturity was reached in the Late Oligocene.

Almost all oil and cap gas reservoirs in the molasse and its Mesozoic basement are bounded by at least one of these normal faults – partly supported by the pinching or shaling out of the reservoir rocks. Depending on the position of the reservoir formation with respect to the fault(s), three major types of fault-bounded structures may be differentiated:

1. Closures along antithetic faults (i.e. dipping against the regional dip)
2. Closures along synthetic faults (i.e. dipping basinwards)
3. Closures formed by a combination of antithetic and synthetic faults

In general, the seal of/along the faults depends on an interplay of vertical throw, thickness of the reservoir rock and lithology of the juxtaposed formations. Additional parameters are the age relationship of sedimentation and faulting and the availability of smearing material. From a technical standpoint, there is no difference in the sealing capacity between antithetic and synthetic faults. However, out of 56 hydrocarbon bearing structures, 42 are closed by antithetic, only 11 by synthetic faults, and 3 are defined by combinations of both fault types. Because of their average sizes and reserves, structures along antithetic and antithetic + synthetic faults are much more attractive than those bounded solely by a synthetic fault (only about 2% of Upper Austria's known oil reserves are in synthetic fault-bounded fields).

Einleitung

Basierend auf rund 2.300 2D-Seismiklinien mit einer Gesamtlänge von 21.500 km, etwa 500 km² 3D-Seismik und nach Abteufen von mehr als 700 Bohrungen unterscheiden wir in der Molasse im Raum Salzburg – Oberösterreich grundsätzlich vier Arten von Kohlenwasserstoff-Fallen:

1. Antiklinale Aufwölbungen

Sie sind – oft auch in Kombination mit der Vermergelung von Sanden – vor allem für Gaslagerstätten in der Haller Serie verantwortlich.

2. Kompaktionsstrukturen

Sie sind auf die grobklastischen Abschnitte der Puchkirchener Serien bzw. unmittelbar darüber lagernde Sandsteine der Haller Serie beschränkt.

3. Bruchbedingte Strukturen

Sie stellen die nahezu ausschließliche Strukturform an der Tertiärbasis (Eozän bis Rupel) und im Mesozoikum dar. In wenigen Fällen sind diese Brüche bis in die Obere Puchkirchener Serie hinauf als Kohlenwasserstoff-Stauer wirksam.

4. Stratigraphisch-strukturelle Fallen

Sie sind vor allem in der Haller Serie, aber auch im pinch-out-Bereich grobklastischer Puchkirchener Serien-Horizonte verbreitet. Zusätzlich ist dieser Fallentyp in Kombination mit jeder der vorher genannten Fallen möglich.

Die vorliegende Studie befaßt sich ausschließlich mit Brüchen und Bruchstrukturen im tieferen Teil der autochthonen Molasse und deren Untergrund.

Brüche und Bruchstrukturen – Allgemeines

Der tiefere Bereich der oberösterreichischen Molasse sowie das darunter liegende Mesozoikum wird durch ein Netz von Brüchen stark zergliedert (Abb. 1). Hinsichtlich des Entstehungs-

alters und auch der bevorzugten Streichrichtung liegen zwei Generationen von Brüchen vor: solche prätertiären Alters, die fast ausnahmslos NNW–SSE streichen und Sprunghöhen bis zu 1000 m aufweisen, und oligozäne, in etwa W–E streichende Brüche mit Sprunghöhen bis etwa 300 m. Dazu kommen noch prätertiär angelegte und oligozän wiederbelebte Brüche. Für das im Fischschiefer unter den Alpen entstandene Öl ergeben sich daraus sowohl vorgezeichnete Migrationswege als auch vielfältige Möglichkeiten zur Bildung von Kohlenwasserstoff-Fallen.

Bei praktisch allen Öl- und (Kappen) Gasvorkommen an der Tertiärbasis (Eozän bis Rupel) und im Mesozoikum (Jura, Cenoman, Campan) fungieren oligozäne, zumeist leicht nach N ausgebuchtete Brüche als Kohlenwasserstoff-Stauer. Dabei werden entgegen dem regionalen Dip einfallende, d.h. in etwa nach N abschiebende Antitheter von den beckenwärts gerichteten Synthetern unterschieden.

Die Häufigkeit von Synthetern und Antithetern ist einigermaßen ausgewogen, die an Syntheter gebundenen Strukturen sind jedoch weniger und i.a. kleiner als jene an Antithetern. Die Sprunghöhen reichen im Vorland bis ca. 300 m, unter dem Flysch und den Kalkalpen auch darüber.

Auf Seismiklinien ist deutlich erkennbar, daß einige der oligozänen Brüche bis in den Basalbereich der Haller Serie reichen, während andere, darunter häufig auch wiederbelebte prätertiäre Brüche, nur mehr den Bändermergel voll erfassen, ehe sie noch im tieferen Rupel auslaufen. An Antithetern ist die absolute Höhe der Kohlenwasserstoffsäule i.a. in unmittelbarer Abhängigkeit von der Sprunghöhe des Bruchs, während die bislang an Synthetern bekannten Closures eher geringe Höhen aufweisen und von der Sprunghöhe weitgehend unabhängig sind.

Bruchstrukturtypen

Die „klassische“ Strukturform ist eine monoklinale Aufwölbung, die zumeist nach N von

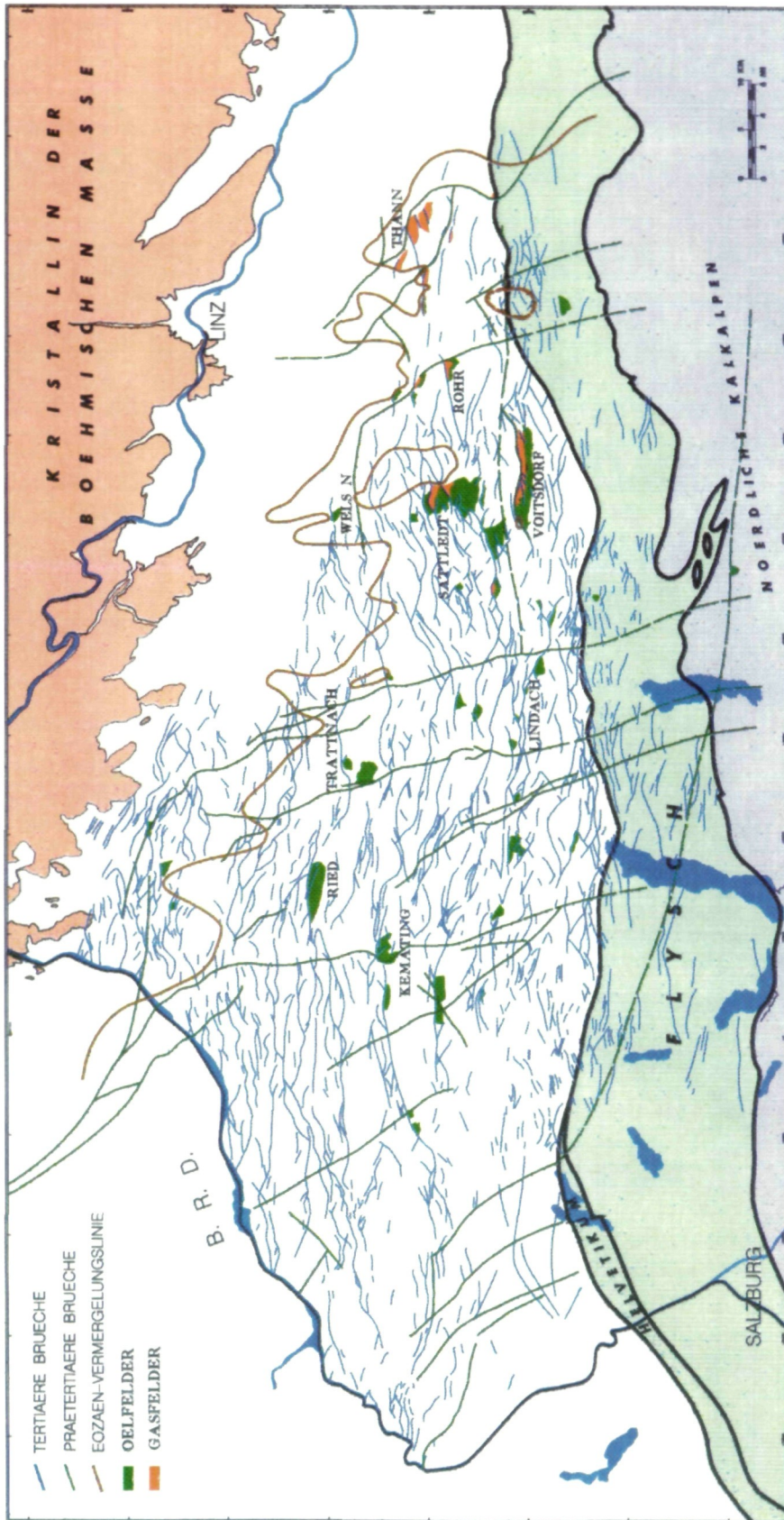


Abb. 1: Generalisierte Darstellung des Bruchsystems an der Tertiärbasis der oberösterreichischen Molasse innerhalb des Eozänverbreitungsgebietes.

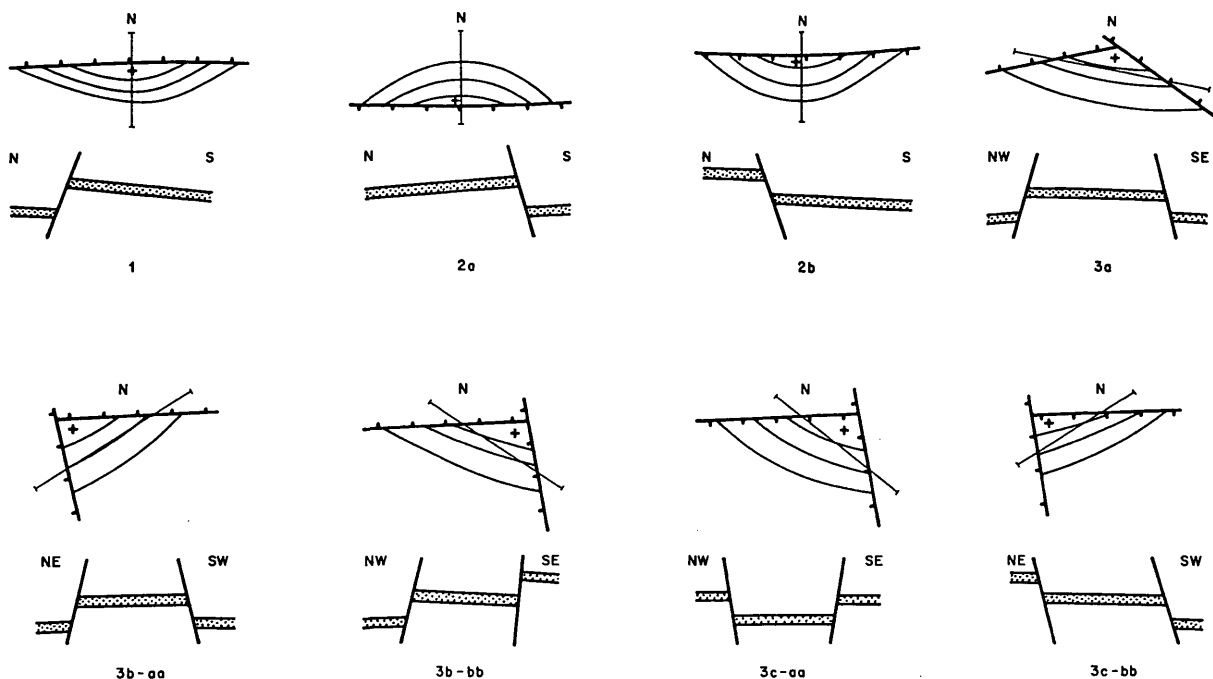


Abb. 2: Typen von Bruchstrukturen (Beschreibungen im Kapitel „Bruchstrukturtypen“).

einem der E-W streichenden und häufig leicht nach N ausbuchtenden Brüche abgeschnitten wird. Sehr oft wird so eine Struktur durch zusätzliche Brüche im E oder W begrenzt. Dabei lassen sich wieder Strukturen, gebildet von gleichsinnigen Brüchen, d.h. nur Antithetern oder nur Synthetern, von solchen unterscheiden, die aus einer Kombination von Antitheter und Syntheter entstanden sind. Wirtschaftlich bedeutsame Öl- bzw. Gasfunde wurden vorrangig in Strukturen entlang Antithetern getätigt, einzelne bemerkenswerte Funde liegen aber auch an Synthetern.

Einen Überblick über die bekannten bruchbedingten Strukturtypen gibt die nachstehende Übersicht (Abb. 2; oben: Kartendarstellung, unten: Profilschnitt):

- 1) Monoklinale mit Begrenzung durch Antitheter: häufig
- 2) Monoklinale mit Begrenzung durch Syntheter: gelegentlich
 - a) Struktur auf Hochscholle des Syntheters
 - b) Struktur auf Tiefscholle des Syntheters
- 3) Struktur gebildet aus mehreren Brüchen: sehr häufig

- a) gebildet durch das Kreuzen bzw. Zusammenlaufen von zumindest zwei Antithetern
- b) gebildet durch das Kreuzen bzw. Zusammenlaufen von zumindest einem Anti- und einem Syntheter

aa) Struktur auf Hochscholle des Syntheters

bb) Struktur auf Tiefscholle des Syntheters

- c) gebildet durch das Kreuzen bzw. Zusammenlaufen von zumindest zwei Synthetern:

aa) Struktur auf Tiefscholle aller Syntheter

bb) Struktur auf Tiefscholle des einen und Hochscholle des 2. Syntheters

Ein zusätzlicher Aspekt der Komplikation ergibt sich bei Strukturen im Mesozoikum, da hier entweder alle Brüche einer Struktur $\pm$ gleich alt (prätertiär oder oligozän) sein können oder aber die einzelnen Brüche jeweils einer anderen dieser beiden Generationen zuordenbar sind.

- 4) Praktisch alle der genannten Strukturen können zusätzlich durch das Auskeilen der Speichergesteine in eine oder mehrere Richtungen geschlossen werden.

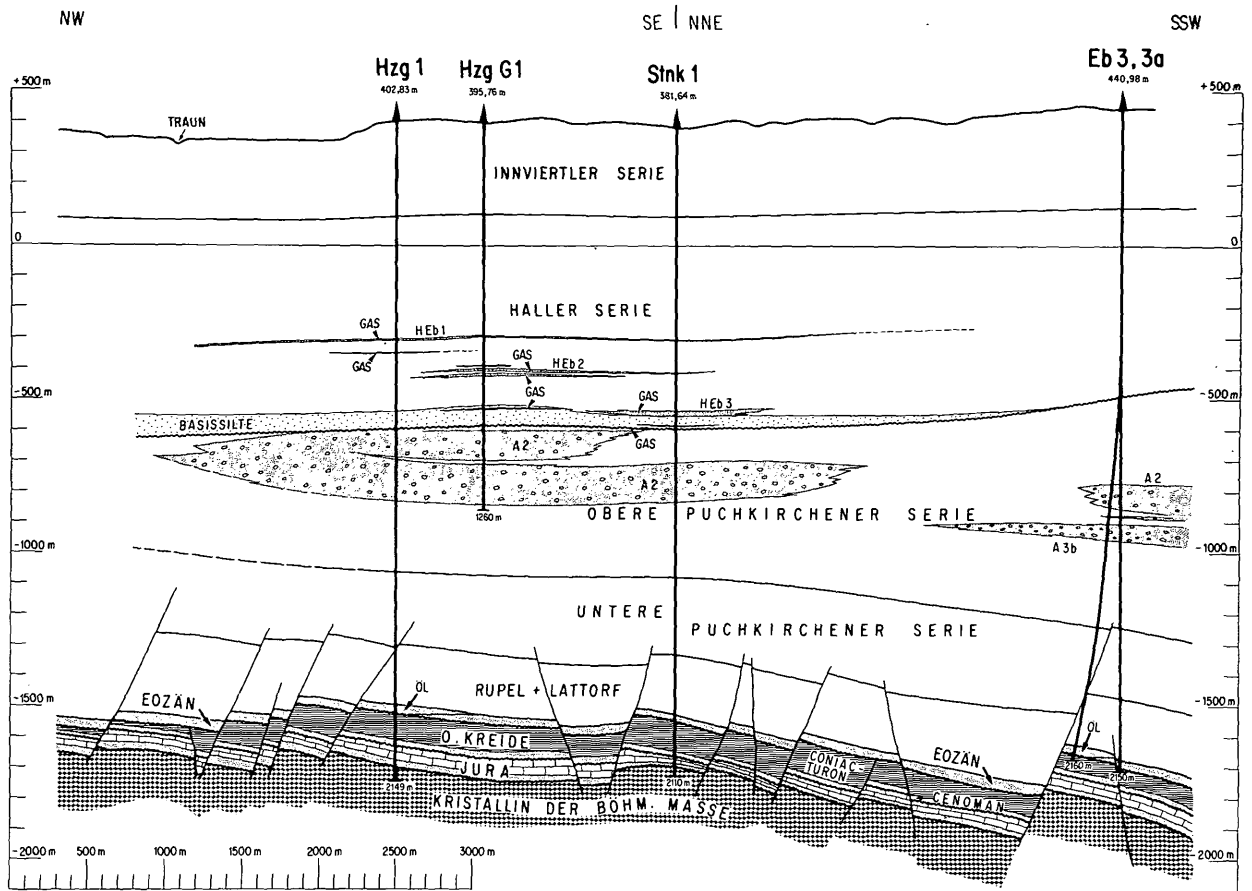


Abb. 3: Geologisches Profil über die Felder Heitzing, Heitzing Gas und Eberstallzell (Profil gezeichnet: H. Polesny).

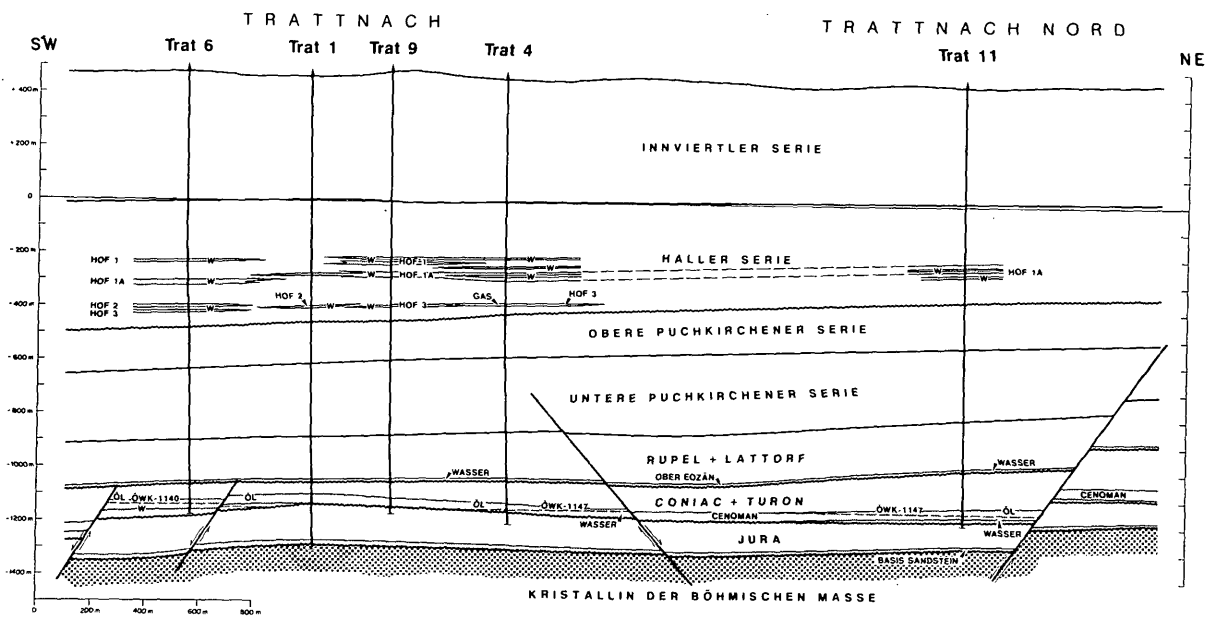


Abb. 4: Geologisches Profil über die Felder Trattnach und Trattnach Nord (Profil gezeichnet: H. Beer).

In obiger Auflistung der verschiedenen Strukturtypen wurden mit einer Ausnahme nur Strukturen berücksichtigt, die sich in der Praxis auch als KW-Stauer bewahrheitet haben. Die Ausnahme ist Punkt 3c-aa) – in Strukturen dieses Typs konnten bislang zwar Ölzeichen, aber keine Lagerstätten nachgewiesen werden.

Diese acht durch das Mitwirken von einem oder mehreren Brüchen bestimmten Strukturtypen (plus möglicher zusätzlicher Varianten) lassen sich in drei vom Explorationsstandpunkt zu unterscheidende Typen zusammenfassen:

- 1) Antitheterstrukturen: Diese Gruppe umfaßt sämtliche nur von Antithetern gebildeten Strukturen und alle Strukturen auf der Hochscholle von Synthetern – egal, ob der Syntheter allein oder in Kombination mit einem Antitheter vorliegt (z.B. Ölfeld Heitzing und Eberstolz – Abb. 3).
- 2) Syntheterstrukturen: Alle Strukturen auf der Tiefscholle eines Syntheters und Bruchkombinationen, in denen der Syntheter die dominierende Rolle spielt (z.B. Ölfeld Trattnach Nord – Abb. 4. Das Ölfeld Trattnach entspricht einer Antiklinalstruktur mit kleinen, semipermeablen Randbrüchen).
- 3) Antitheter + Syntheter-Strukturen: In diesen Fällen ist der Hauptbruch der Antitheter und der Syntheter bildet i.a. eine Seitenabgrenzung.

Beschaffenheit der Brüche

Mangels unmittelbarer Untersuchungsmöglichkeiten der Bruchbeschaffenheit im Lagerstättenbereich verfügen wir hiezu über ein weitgehend auf Rückschlüssen aus anderen Daten basierendes, indirektes Wissen. Erste Informationen über Vorhandensein sowie Verlauf, Einfallen und Sprunghöhe eines Bruchs schöpfen wir aus der Seismik; aus Bohrungskorrelationen lassen sich exakte Durchgangspunkte und Sprunghöhen ablesen. Authentische Informationen über die Beschaffenheit von Bruchverläufen gewinnen wir aus dem Studium von Bohrker-

nen: belegbare Bruchdurchgänge finden sich nur vereinzelt in Kernen, Klüfte und Harnischflächen hingegen, die genau so wie Brüche aus tektonischer Beanspruchung bzw. Bewegungen des Gesteins resultieren, treten hier wiederholt auf und können – mit Vorsicht – für Rückschlüsse auf Brüche mit größeren Sprunghöhen herangezogen werden:

Klüfte sind naturgemäß vorwiegend in kompetenten Schichten wie Karbonaten, dichten Sandsteinen oder den meisten Kristallingesteinen zu beobachten und reichen in ihren Dimensionen von feinen Haarrissen über oftmals calcitverheilte Risse von wenigen mm Dicke bis zu fallweise vorkommenden Spalten von cm-Breite, die an den Wänden Rasen von Kluftmineralen (meistens Calcit) aufweisen, aber sonst offen sind. Bisweilen finden sich auch in Tonmergeln dünne, calcitverheilte Klüfte.

Harnischflächen sind vor allem in Tonmergeln häufig feststellbar, finden sich aber auch in Kalken und im Kristallin. In Tonmergeln sind sie entweder als glatte Spiegel oder als leicht gewellte Ebenen mit den charakteristischen Rutschstreifen in Bewegungsrichtung ausgebildet. Vor allem in letzterem Fall können die beiden Harnischseiten gelegentlich kluftartig durch eine wenige mm dicke Calcitschicht voneinander getrennt sein.

In Lithothamnienkalken auftretende Bewegungsflächen weisen vereinzelt toniges Material mit zerriebenen Lithothamnienresten und Harnischen auf.

Abdichtung der Brüche

Wesentliche Kriterien für die Dicht- oder Undichtheit einer Bruchstruktur sind neben der Sprunghöhe des Bruchs und der Mächtigkeit des Trägerhorizontes die Lithologie jener Formation, gegen die der Trägerhorizont am Bruch stößt und von welcher er überlagert wird. Da wir es mit Ausnahme der als Einzelfall geltenden Puchkirchener Serien-Gasfelder im Raum Schwanenstadt – Jebing – Desselbrunn vorwie-

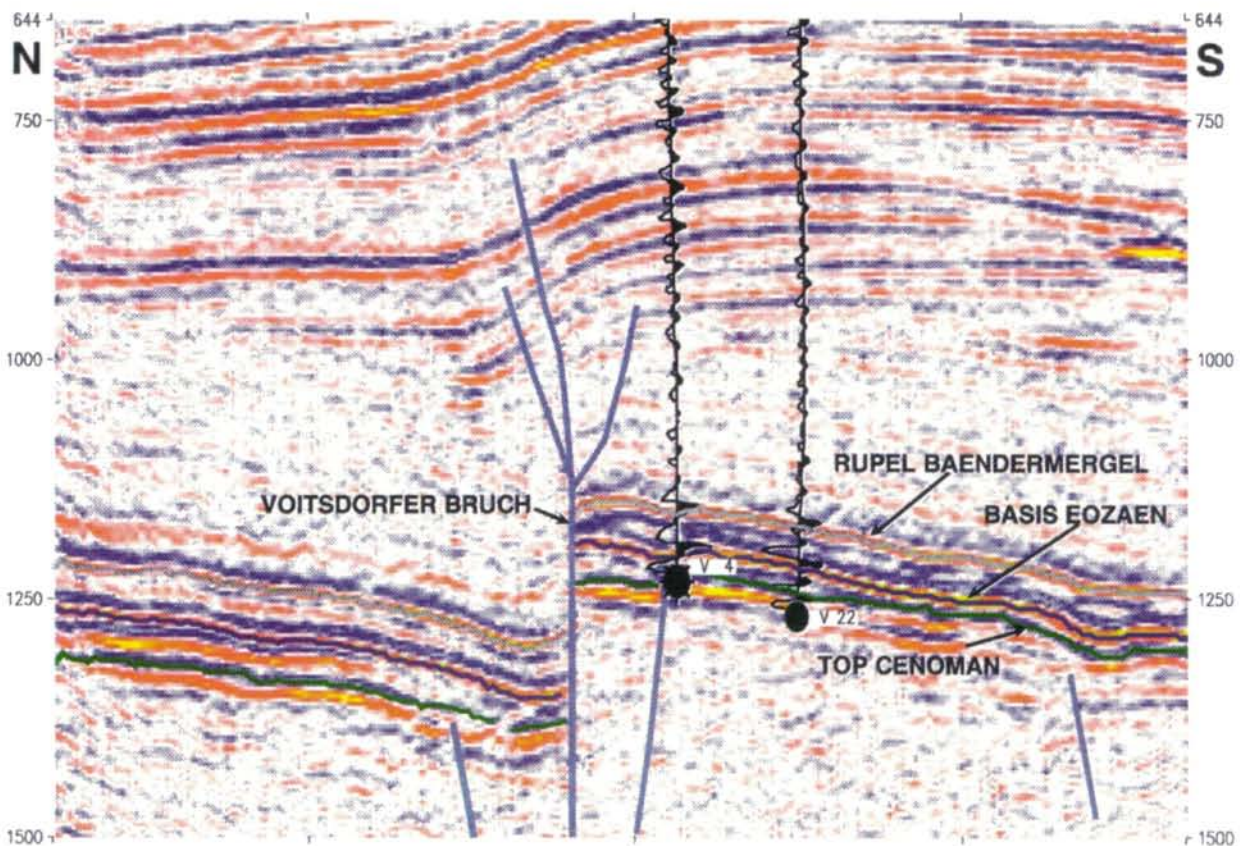
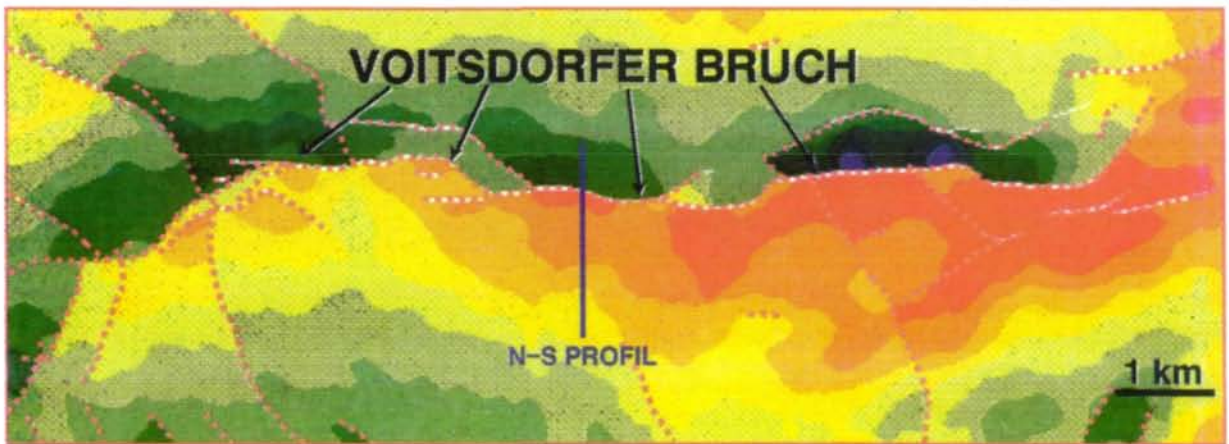


Abb. 5: Raum Voitsdorf

a) Seismische Zeitkarte der Eozänbasis mit z.T. zergliedertem Voitsdorfer Bruch

b) 3D-Seismiklinie über den Voitsdorfer Bruch (Zeit in Millisekunden) – Ölführung im Eozän und Cenoman auf der Hochscholle.

gend mit Eozän und untergeordnet Cenoman und/oder Jurastrukturen zu tun haben, sind für unsere Betrachtungen die Formationen vom Kristallin über Jura, Oberkreide und Eozän bis ins Rupel von Interesse. Trifft ein poröser Trägerhorizont an einem Bruch auf ein dichtes Ge-

genüber so ist für eine Abdichtung der Struktur weniger die Abdichtung der Bruchfläche im Berührungspunkt ausschlaggebend als vielmehr die Abdichtung als solche, die häufig erst höher am Bruch in den überlagernden Tonmergeln erfolgen kann.

Das Abdichten der Brüche selbst durch Verschmieren entlang der Bruchfläche hängt weitgehend vom Zeitpunkt der Bruchbewegung ab. Grundsätzlich kann angenommen werden, daß je eher bzw. „synsedimentärer“ ein Bruch gebildet worden ist, bezogen auf das Alter des Speicherhorizontes, desto wahrscheinlicher ist eine Abdichtung. Das Alter bzw. die Hauptphase eines Bruches kann häufig durch genaue Vergleiche der Abstände zwischen selbst unscheinbaren Reflexionen auf beiden Seiten des Bruchdurchganges auf seismischen Linien festgestellt werden.

Versucht man nun, die angeführten Beobachtungen auf Brüche mit durch Korrelation bzw. auf Seismiklinien erfaßbaren Sprunghöhen ganz allgemein anzuwenden, so ergeben sich folgende Möglichkeiten:

- Bruchverläufe in Tonmergeln äußern sich in Harnischflächen und sind praktisch dicht.
- Bruchverläufe entlang Tonmergel-Karbonat/Sandstein/Kristallinkontakten weisen Harnischflächen auf mit zusätzlichen möglichen Zerrüttungserscheinungen auf der kompetenten Seite. Diese sind je nach Verfügbarkeit von tonigem Material oder Calict verheilt oder lassen Migrationswege offen.
- Bruchverläufe in Karbonaten, Sandsteinen oder im Kristallin zeichnen sich durch mehr oder weniger starke Zerrüttung in unmittelbarer Umgebung der Bruchlinie aus, die bis zur Mylonitisierung gehen kann. Auch hier ist die Dichtheit von der Verfügbarkeit hohlraumfüllenden Materials abhängig.

Bei allen Betrachtungen darf nicht übersehen werden, daß wir der Einfachheit halber bei einem Bruch praktisch immer nur von einer Bruchfläche sprechen, obwohl es sich in Wirklichkeit in vielen Fällen um Bruchzonen mit einer größeren Anzahl von eng $\pm$ parallel zueinander verlaufenden und/oder einander ablösenden Flächen handelt. Das kann im Extremfall zu einer Vielzahl kleiner und kleinster Staffeln und Zwischenstaffeln führen, die sich auf die Migrationsmöglichkeiten maßgeblich auswirken können.

Beurteilung von Brüchen und Bruchstrukturen

Da das Abdichtungsvermögen der Brüche offenkundig auch von mehreren kaum voraus-sagbaren Faktoren abhängt, müssen bei der Beurteilung bruchbegrenzter Strukturen die abwägbaren Kriterien besonders berücksichtigt werden:

Sprunghöhe: Grundsätzlich mag gelten, je mächtiger der prospektive Trägerhorizont, umso größer soll die Sprunghöhe sein; auf jeden Fall soll sie aber über der Mächtigkeit des Speichers liegen, um eine mögliche direkte Kommunikation zu vermeiden. Bei Antitheterstrukturen präeo-zänen, sowie Syntheterstrukturen jeden Alters ist zusätzlich darauf zu achten, daß präeo-zäne Speichergesteine nicht mit eo-zänen oberhalb eines bekannten oder mutmaßlichen Öl-Wasserkontaktes am Bruch miteinander in Berührung stehen.

Abdichtung: Diese geht mit der Sprunghöhe weitgehend Hand in Hand. Bei eo-zänen Antitheterstrukturen ist die Abdichtung durch die Rupel-Tonmergel über den Bruch und nach oben hin praktisch außer Frage. Das gleiche gilt an einem eo-zänen Syntheter, wenn die Struktur auf dessen Hochscholle liegt.

Bei prätertiären Antitheterstrukturen und bei allen Syntheterstrukturen auf der Tiefscholle, den eigentlichen Syntheterstrukturen also, ist es maßgeblich, ob bzw. wie mächtige Kreide- und/oder Juraablagerungen auf der Hochscholle vorhanden sind, da hier gegebenenfalls Kommunikation mit porösen Lagen über den Bruch hinweg vorliegt. Stößt unser Speicher gegen dichtes Gestein und wird zusätzlich von Tonmergeln überlagert, so ist die Abdichtung i.a. wahrscheinlich unproblematisch.

Einzig bei Strukturen an prätertiären Synthetern (Typ 3c-aa) ist in Fällen starker Abtragung von Oberkreide bzw. Jura auf der Hochscholle und relativ geringer prätertiärer Überdeckung des Trägers auf der Tiefscholle (weniger als 150–200 m) tiefgreifende Verwitterung entlang der Bruchfläche möglich, die eine Abdichtung verhindert haben kann.

Die Brüche als Migrationswege für Kohlenwasserstoffe

Nach übereinstimmenden geochemischen Untersuchungen (MALZER, 1993) kommt als Muttergestein für Erdöl und dessen Begleitgas vorrangig der Lattorf-Fischschiefer in Frage, der seine Maturität wahrscheinlich im Spätoligozän erreicht hat; allerdings nicht im Alpenvorland, sondern weiter südlich in dem von den Alpen überschobenen Bereich der Molasse.

Im Zuge der posteozenen Auflast der alpinen Decken ist das Kristallin im S abgetaucht und hat dadurch die oligozäne Zerrungstektonik mit den vorwiegend beckenparallelen E-W-Brüchen begründet. In dieser Phase war die Abdichtung der Brüche in der für die Lagerstättenbildung erforderlichen Form sicherlich noch nicht gegeben, so daß Öl und Gas entlang den vor- und nacheozen angelegten Bruchbahnen migrieren konnte. Die endgültige Abdichtung vor allem der Zerrungsbrüche ist erst durch die ab der Wende Oligozän/Miozän bis heute anhaltende Kompression erfolgt, in deren Verlauf Brüche – etwa jener in Voitsdorf (Abb. 5) – auch zerstückelt und stellenweise sogar leicht überschoben wurden. Eine weitere Folge dieser Transpression sind die in Gebieten mit 3D-Seismik (das ist neben dem Feld Voitsdorf der Raum Pfaffstätt-Munderfing-Friedburg) deutlich erkennbaren und ab dem Miozän aktiven Horizontalverschiebungen mit lateralen Versatzweiten von einigen 100 bis wenigen 1000 m (WAGNER, 1994). Diese dürften auch maßgeblich am Entstehen jener „Permeabilitätsbarrieren“ beteiligt sein, mit welchen wiederholt innerhalb von Gasreservoirs der Puchkirchener Serien beobachtete, lithologisch aber nicht erklärbare Druckunterschiede zwischen einzelnen Bohrungen bzw. Feldesteilen bislang begründet wurden.

Da also die beginnende Ölmigration und die letzte Phase der Zerrungstektonik mit zum Teil noch relativ gut permeablen Bruchbahnen einander geraume Zeit überlappt haben, dürfte der Großteil des Öls und seines Begleitgases in die-

ser relativ kurzen Zeitspanne den Weg zu den heutigen Lagerstätten gefunden haben.

Aus der Tatsache, daß in der autochthonen Molasse in postrupelischen Schichten nur lokal und bakteriell gebildetes Gas, aber kein Öl vorkommt (ausgenommen seichte, unteroligozäne Schwerölvorkommen im äußersten N), ist zu schließen, daß entlang den Brüchen keine vertikale Migration vom Eozän/Rupel in jüngere Speichergesteine stattgefunden hat. Damit werden die Migrationsmöglichkeiten entlang Brüchen auf die Berührungsflächen permeabler Schichtglieder bzw. Zerrüttungszonen beschränkt. Die unteroligozänen Tonmergel dürften von Anfang an dichtend gewesen sein.

Bruchstrukturen als Öl- und Gasfallen und Schlußfolgerungen

Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit den verschiedenen Brüchen und den von ihnen gebildeten Strukturen kann keinem Bruch von vornherein ein Abdichtungsvermögen abgesprochen werden.

Fazielle Seitenbegrenzungen von ansonsten offenen Strukturen spielen in der oberösterreichischen Molasse besonders bei Eozänlagerstätten häufig eine Rolle, stehen aber nicht mit dem Abdichtungsvermögen der Brüche im Zusammenhang.

Praktisch alle Öl- und Gaslagerstätten im Eozän sowie in Kreide und Jura der oberösterreichischen Molasse werden durch Brüche oder eine Kombination aus Brüchen und fazieller Begrenzung des Speichergesteins gebildet.

Von 130 als solche seismisch kartierten und angebohrten Bruchstrukturen haben sich 45 (= 35%) als öl- bzw. gasführend erwiesen. Seit 1956 (= Beginn der Ölförderung in Oberösterreich aus dem Feld Puchkirchen) wurden aus diesen Lagerstätten insgesamt rund 8 Mio t Öl und etwa 1.5 Mrd. m³ Gas produziert (LETOUZÉ-ZEZULA, 1993).

Dank

Mein herzlicher Dank für die erfahrene Unterstützung bei der Erstellung von Text und Abbildungen gilt den Herren Dr. L. WAGNER und H. KLAFFENBÖCK (beide RAG). Weiters bedanke ich mich beim Vorstand der Rohöl-Aufsuchungs A.G. (RAG) für die freundliche Genehmigung der Veröffentlichung dieser Arbeit.

Literatur

LETOUZÉ-ZEZULA, G. (1993): Produktionsstatistik und Reserven. – In F. BRIX & O. SCHULZ (Hrsg.): Erdöl und Erdgas in Österreich, Verlag Naturhistorisches Museum, 478–483; Wien.

MALZER, O. (1993): Muttergesteine, Speichergesteine, Migration und Lagerstättenbildung in der Molassezone und deren sedimentärem Untergrund. – In F. BRIX & O. SCHULZ (Hrsg.): Erdöl und Erdgas in Österreich, Verlag Naturhistorisches Museum, 302–315; Wien
WAGNER, L. (1994): Stratigraphy and Hydrocarbons in the Upper Austrian Molasse Foredeep (Active Margin). – Vortrag C023, 6th EAPG Conference, Wien.

Anschrift des Verfassers:

Dr. Wolfgang Nachtmann, Rohöl-Aufsuchungs A.G., Schwarzenbergplatz 16, A-1015 Wien, Austria.

Manuskript eingegangen: 19. Dezember 1994