

Im Gegensatz zur Puchkirchener Serie, wo Gasführung innerhalb der gesamten, bis über 1000 m mächtigen Abfolge von Grobsedimenten beobachtet wird, beschränkt sich diese in der Haller Serie auf die untersten etwa 200 m, wo auch das Vorkommen speicherfähiger Sandsteine konzentriert ist. Wie in Kapitel III.4.3.2. beschrieben, sind die Sandsteine der Haller Serie vorwiegend geringmächtig, wenige Meter bis Dezimeter und durchschnittlich sehr feinkörnig, besitzen aber trotzdem meist ausgezeichnete Speichergesteinseigenschaften. Dies ist in der Hauptsache der im Vergleich mit der Puchkirchener Serie durchschnittlich geringeren Tiefenlage der Haller Serie – Sande, zwischen 500 und 1500 m, und der damit geringen Kompaktion, zuzuschreiben. Abb. 181 zeigt das Verbreitungsgebiet der Haller Serie – Sande und die Verteilung der bisher bekannten Lagerstätten.

Auch in der Haller Serie folgt die Anlage der Gasvorkommen, mit weitestgehend unvermishtem biogenem Gas, grundsätzlich zwei Bauprinzipien:

Flache Aufwölbungen

Hier bilden die die Gassande enthaltenen Basisschichten der Haller Serie in meistens abgeschwächter Form eine ältere Struktur ab, oder überlagern ein auf andere, oft kaum erkennbare Weise entstandenes positives Relief der Basisfläche, oder noch tieferer Schichten der Haller Serie. In einigen Fällen, wie Lindach, Atzbach, Puchkirchen und Munderfing-Friedburg, ist die Unterlagerung durch Kompaktionsstrukturen der Puchkirchener Serie ganz offensichtlich, während bei antiklinalartigen Lagerstätten außerhalb des Verbreitungsgebietes der Puchkirchener Serie

Felder, wie Krailberg oder Oberminathal, kein Zusammenhang mit einer älteren Struktur zu sehen ist.

Stratigraphisch-Strukturelle Fallen

In der Mehrzahl der Gasvorkommen der Haller Serie ist, wie auch in der Puchkirchener Serie, das Auskeilen poröser Sandsteine, oder deren Übergang in undurchlässige Silt- und Tonsteine selbst das Hauptstaelement, ein Ansteigen des Speichers zur Vertonungslinie ist zur Fallenbildung allerdings auch hier zusätzlich notwendig. Im Norden und Süden des Haller Serie Beckens ist der Anstieg durch die Neigung der Beckenflanke gegeben, wie an den Feldern Offenhausen und Haag im Norden und Lindach Süd im Süden zu sehen ist. Nach Osten steigt die Beckenachse an, das bedeutet, daß im östlichen Oberösterreich auch in der Beckenmitte das strukturelle Element zur Entstehung stratigraphischer Gasfallen vorhanden ist, wie die Gasfelder Eberstallzell-Gas und Heitzing-Gas beweisen. Darunter umfaßt das Feld Heitzing-Gas nicht weniger als 19 vertikal oder horizontal von einander getrennte Gassandlagen, von denen einige weniger als 1 Meter mächtig sind. Weiter westlich im tieferen zentralen Becken boten besonders formationsinterne Erosionsflächen vielfältige Möglichkeiten zur Fallenbildung. Allerdings sind diese unter Meeresbedeckung entstandenen Abtragungsflächen erst in den hochauflösenden seismischen Profilen der letzten Jahre erkennbar geworden. Der Neufund von Vöcklamarkt 1 (1989) ist ein Beispiel.

Die Literaturhinweise sind im Anschluß an Hauptkapitel IV.4.2. zu finden.

IV.4.2. Die ÖMV-Gas- und Öllagerstätten der nieder- und oberösterreichischen Molassezone

von Norbert KREUTZER

IV.4.2.1. Bemerkungen

Mit Herrn Dr. E. ANIWANDTER wurden alle ÖMV-Gaslagerstätten der NÖ- und OÖ-Molassezone durchbesprochen. Der

Autor ist Dr. E. ANIWANDTER für die zahlreichen Informationen zu großem Dank verpflichtet.

Die geologischen, paläogeographischen und tektonischen Voraussetzungen für die Bildung der Speichergesteine und der Strukturen sind im Abschnitt III.4. beschrieben. Angaben zur Explorationsgeschichte sind im Kapitel IV.4.1.1. zu finden. Kurze Hinweise auf mögliche Muttergesteine sind im Hauptkapitel IV.6.3. angegeben.

gegeben (Grundsätzliches und Beispiele werden im Hauptkapitel III.2.6. behandelt). Stratigraphische Angaben sind in den Tabellen 15–18 enthalten.

Die Jahreszahlen nach den Feldernamen bedeuten die Entdeckungsjahre.

Zusätzliche Bemerkungen sind im folgenden Text enthalten.

Alle im folgenden Text genannten Teufenangaben sind Standardteufen nach den Bohrlochmessungen ab Erdoberfläche. Die Gas- und Ölfelder sind in den Beilagen 1 und 17 sowie in Abb. 188 angeführt. In den Tabellen 28 und 29 werden auch die verschiedenen Beziehungen zwischen den Lagerstätten und den betreffenden Teilen von Fazieszykluskeilen angegeben.

IV.4.2.2. Die Lagerstätten der niederösterreichischen Molassezone

Gasfeld Altprerau (1981)

Eine ausführliche geologische Beschreibung dieses Gasfeldes erfolgte durch E. ANIWANDTER & D. ZYCH 1989.

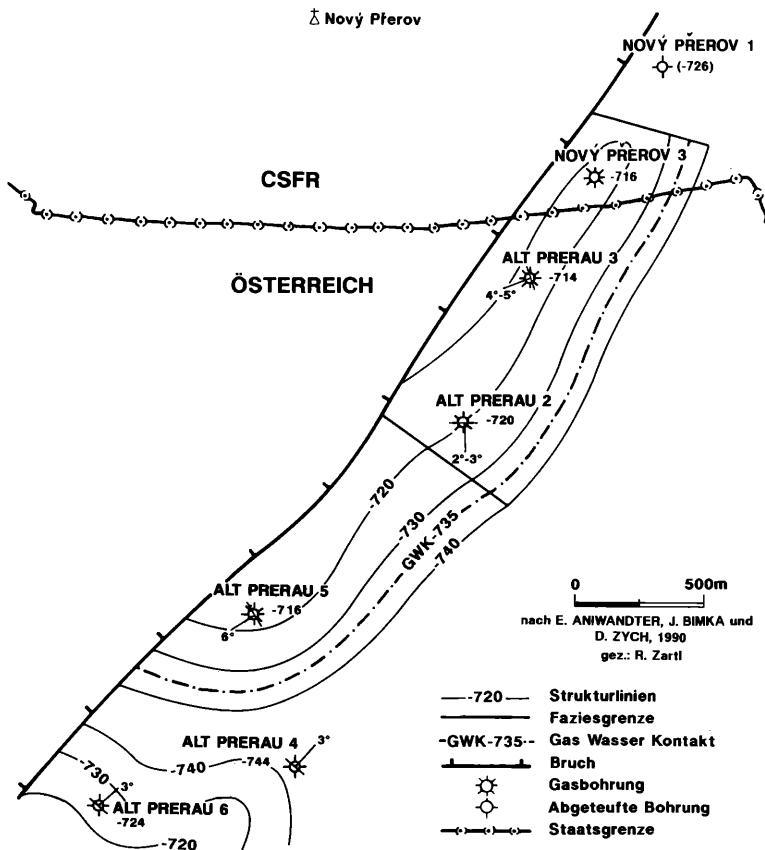


Abb. 183. Strukturkarte des Gasfeldes Altprerau (Top 4. Oncophorahorizont)

Tabelle 28

Gas- und Ölfelder der NÖ-Molassezone und Waschbergzone (ÖMV)

Gas-/Ölfelder	Fund-jahr	Lage	Geol. Position	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl)	Teufe der Oberkante od. der KW von-bis (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch- und Auf-schiebungs-)	Fazieszykluskeil (T = Top, M = Mit-te, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	kumul. Prod. (Gas in Mio. m ³ , Öl in t) (bis Ende 1992)
Altprerau	1981	NE Laa/Thaya	Ungestörte Molassezone	basales Karpat (G) 1., 2., 4. Oncop. (G)	730 800, 910	Strukt/Strat/Br	2. Unt. mioz/r-tM 2. Unt. mioz/tB bis 1. Unt. mioz/r-tM-rT	33,29 Mio. m ³
Pottenhofen	1985	NE Laa/Thaya	Ungestörte Molassezone	basales Karpat (G)	800	Strukt/Strat	2. Unt. mioz/r-tM 2. Unt. mioz/tB bis	Pottenhofen: 31,56 Mio. m ³
Neuruppersdorf	1987			1.-7. Oncop. (G) Malm, Kalkar. S (G)	800, 1200 1235	Strukt/Strat Strukt/Br	1. Unt. mioz/r-tM-rT, Malm/rT	Neuruppersd.: 1,46 Mio m ³
Wildendürnbach	1960	E Laa/Thaya	Ungestörte Molassezone	Top Oncop. S. (G) 7. Oncop. (G)	740 1060, 1135	Strukt Strukt	2. Unt. mioz/tB bis 1. Unt. mioz/r-tM-rT	1,36 Milliar-den m ³
Ameis	1961	E Staatz E Laa/Thaya	Waschberg-zone	Eggenb. Sand (G)	1325-1357	Strukt/Aufsch	1. Unt. mioz/r-tM-rT	1,439.100 m ³
Hagenberg	1966	S Laa/Thaya	Waschberg-zone	Dogger-Sdst. (Unt.) (Quarzar. S.) (G)	2918, 3040	Strukt	Dogger/tB	1,608.700 m ³
Klement	1974	N Ernstbrunn	Waschberg-zone	Dogger-Sdst. (Unt.) (Quarzar. S.) (G, Ö)	3870, 3932 3955	Strukt/Br	Dogger/tB	22,867.000 m ³
Merkersdorf	1982	W Ernstbrunn	Molassezone	1., 5., 10. Oncop. (G)	200, 422, 760	Strukt/Br	2. Unt. mioz/tB bis 1. Unt. mioz/r-tM-rT	4,2 Mio m ³

Tabelle 28 (Fortsetzung)

Gas-/Ölfelder	Fundjahr	Lage	Geol. Position	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl)	Teufe der Oberkante od. der KW von–bis (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch- und Aufschiebungs-)	Fazieszykluskeil (T = Top, M = Mitte, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	kumul. Prod. (Gas in Mio. m ³ , Öl in t) (bis Ende 1992)
Waschberg (U3, U6)	1987	SW Merkersd. bzw. N Falkenstein	Waschbergzone	Otnn.-Eggenb. S. (G) Eger Sande (G)	495– 498 540, 592	Strukt/Aufsch	1. Unt. mioz/r-tM-rT 1. Unt. mioz-Olig/tB	7.900 m ³
Roseldorf	1972	N Stockerau	gestör. Molassezone u. Waschbergzone	verschuppte Otnn., Egg., Eger und Oberkr. (G) 1.-9b Oncophora (Otnn.), (G) Eggenburg (G) Malm, Altenmarkter Sch. (G, Ö)	250– 800 475–1070 1495–1500 1520–1600	Strukt/Aufsch Strukt/Strat/Aufsch Strukt Strukt	2. Unt. mioz/tB bis 1. Unt. mioz/r-tM-rT 1. Unt. mioz/r-tM Malm/tB-M	332,9 Mio. m ³ 22.715 t
Stockerau (Nord)	1975	N Stockerau	Ungestörte Molassezone	Basis Eggenburg u. Kristallin (Ö)	1810–1834	Strukt	1. Unt. mioz/tB	3,0 t
Stockerau Ost	1977	NE Stockerau	Gestörte Molassezone	Eggenburg Sdst. (G) Eger Sdst. I (G) Eger Sdst. II (G) Wiesen 1: Eger Sdst. (G)	1445 2010, 2248 2280, 2325 1130	Strukt Strukt/Br/Aufs. Strukt/Strat/Br/Aufsch Strukt/Aufsch	1. Unt. mioz/r-tB 1. Unt. mioz-Olig/tB 1. Unt. mioz-Olig/tB 1. Unt. mioz-Olig/tB	189,0 Mio m ³

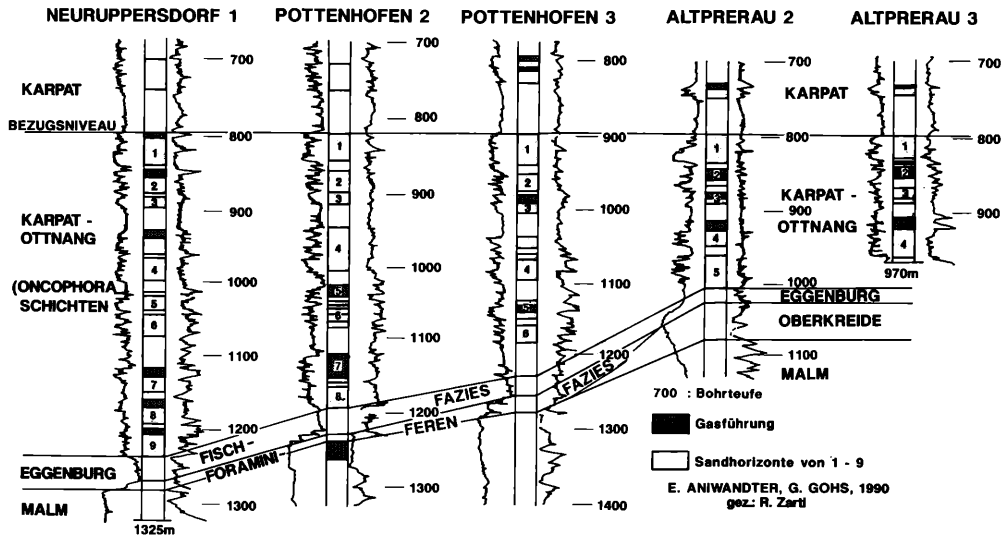


Abb. 184. Diagrammschnitt Neuruppersdorf-Pottenhofen-Altprerau

In der sich nach NE in Tschechien (Novi Prerov) fortsetzenden Struktur Altprerau wurden in zwei SW-NE streichenden Strukturen Gaslagerstätten im basalen Karpatien bei 730 m sowie 1., 2. und 4. Oncophorahorizont des Ottngangien bei 800 m–900 m in der ungestörten Molassezone angetroffen (Abb. 183). Die Gasführung wird im NW durch den gegen SW aushebenden, SW-NE streichenden und NW fallenden westlichen Vestonický-Bruch begrenzt, sonst durch das Randwasser sowie fazielle Änderungen der Sandlagen und ist damit nicht nur strukturell verursacht.

Die Bohrungen Altprerau 2, 3 und 5 waren fündig, dagegen Altprerau 4 (strukturell) und 6 (obwohl strukturhoch) nicht fündig.

Druckbedingt wurde die wichtigste Gaslagerstätte, die in Altprerau 2, 3 und 5 fördernde 2. Oncophorahorizont, in 2 Lagen gegliedert, der stärker vertonte 4. Oncophorahorizont vorläufig in einen S-Teil (Altprerau 5) und einen N-Teil (Altprerau 2, 3) getrennt.

Openhole-Tests in der Karbonatriff-Fazies des Malm im Altprerau 2 und 5 ergaben nur einen Zufluß von Formationswasser.

Gasfelder Pottenhofen (1985), Neuruppersdorf (1987)

Eine ausführliche Beschreibung dieser Gasfelder erfolgte bereits durch E. ANI-WANDTER & D. ZYCH 1989. Ein Diagrammschnitt Neuruppersdorf-Pottenhofen-Altprerau ist in Abb. 184 gegeben.

NE des Gasfeldes Wildendürnbach ist eine Hochzone des Beckenuntergrundes (Kalkarenitserie des Malm) für vier kleinere SW-NE angeordnete und durch Einmuldungen getrennte Strukturhochs im Ottngangien und Karpatien der ungestörten Molassezone verantwortlich. In diesen geophysikalisch erkannten Strukturen um die Bohrungen Neuruppersdorf 1 und 2 im SW, Pottenhofen 2 in der Mitte und Pottenhofen 3 im NE liegen Gaslagerstätten in den Sandsteinen des Karpatien, Ottngangien sowie in der Kalkarenitserie des Malm (in Neuruppersdorf 2 und Pottenhofen 2). Der SW-NE streichende, NW fallende, östliche Vestonický-Bruch ist nur mehr im Beckenuntergrund aktiv.

In der unmittelbar NE des Gasfeldes Wildendürnbach gelegenen und erst 1987 entdeckten Struktur Neuruppersdorf ergab ein Openhole-Test im 1. Oncophorahorizont (Ottngangien) der Bohrung Neurup-

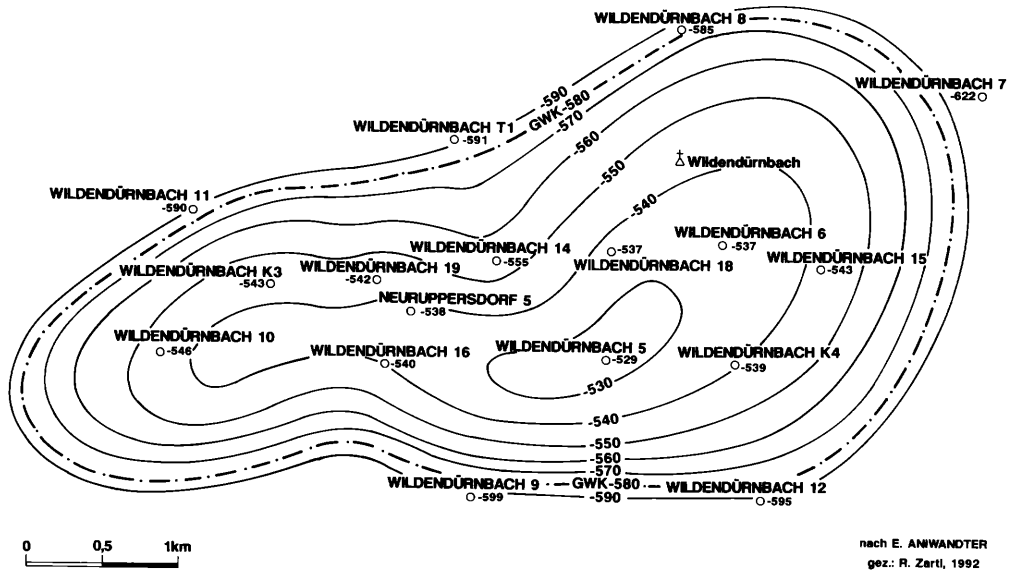


Abb. 185. Strukturkarte des Gasfeldes Wildendürnbach

persdorf 1 bei 800 m einen Gaszufluß mit hydrostatischem Druck. Somit besteht eine energetische Trennung zur Lagerstätte Wildendürnbach, in welcher der Druck bereits sehr stark abgesenkt ist. Weitere KW-Führung ist nach Interpretation der Bohrlochmessungen im 2., 4., 5. und 7. Oncophorahorizont (850–1.120 m) möglich, im 8. konnte bei 1.200 m ein mäßiger Gasstrom erzielt werden.

In der südwestlichsten Struktur zeigte die 1991 abgeteufte Bohrung Neuruppersdorf 2 nach Gasindikationen und Interpretation eine Gasführung vor allem im 7. Oncophorahorizont (1.104–25 m) und in der Kalkarenitserie des Malm (1.215–30 m) an.

Die Bohrung Pottenhofen 2 zeigte in der 1985 entdeckten Struktur eine Gasführung in der Kalkarenitserie des Malm, von der Oberkante 1.235 m bis zum Gas-Wasserkontakt 1.260 m. Eine Gasführung konnte ferner im 5. Oncophorahorizont bei 1.052 m nachgewiesen werden und ist im 6. und 7. (1.053, 1.120 m) nach Interpretation vorhanden. Die Sonde fördert derzeit aus dem Malm.

Der Malm in der Bohrung Pottenhofen 3 ist trotz höherer Lage verwässert. Dagegen konnte in dieser Struktur der 5. Onco-

phorahorizont bei 1.125 m gasführend nachgewiesen werden, die Sonde fördert aus diesem Horizont. Eine KW-Führung ist nach Interpretation im untersten Karpatien bei 800 m, 1. und 3. Oncophorahorizont bei 900 m und 980 m vorhanden.

Gasfeld Wildendürnbach (1960)

E von Laa a. d. Thaya wurde die erste Gaslagerstätte in der niederösterreichischen Molassezone, und zwar in deren ungestörtem Teil, entdeckt. Sie liegt in einer geophysikalisch erkannten, sehr flachen, WSW–ENE streichenden Struktur der obersten Oncophoraschichten des Ottangien und wird von Tonmergeln des Karpatien überlagert (Abb. 185). Die eine strukturelle Falle darstellende Gaslagerstätte besitzt eine größte Ausdehnung von 6,5 x 3,2 km, eine maximale Gasführung von brutto 51 m, netto 27,7 m Sand und liegt in einer Tiefe zwischen 740 m und 790 m (Gas-Wasserkontakt). Seit 1961 fördern 10 Sonden: Wildendürnbach K3, K4 (Entdeckungsbohrung), Wildendürnbach 5, 6, 14, 15, 16, 18 und 19. Die beiden ersten Bohrungen ergaben außerdem in Openhole-Tests sehr geringe

Gaszuflüsse sowie nach Interpretation der Bohrlochmessungen mögliche KW-Führung auch in den tieferen Oncophorahorizonten. Openhole-Tests in der Karbonatriff-Fazies oder Kalkarenitserie des Malm sowie in den Klementer Schichten der Oberkreide ergaben in Wildendürnbach K2, K3 und K4 Zufluß von Formationswasser bzw. wenig Gas.

Die in seismischen Profilen erkennbaren Strukturhochs der tieferen Oncophorahorizonte stellen – nach den Ergebnissen in den benachbarten Strukturen Neuruppersdorf, Pottenhofen und Altpreerau – auch in Wildendürnbach Prospektionsziele dar.

Gaslagerstätte Ameis (1961)

In der verschuppten Waschbergzone konnte in der Bohrung Ameis 1 eine Gasführung in Eggenburgiensanden von 1.325–1.345 m nachgewiesen werden. Trotz Strukturanstieg gegen NE zeigte auch Ameis 2 von 1.355–1.358 m wieder nur schwachen Gaszustrom, bedingt durch die starke Vertonung der Eggenburgiensande. Die im W abgeteufte Bohrung Ameis 3 traf den Gassand zu tief an, Ameis 4 im N überhaupt nicht. Die Gassonden förderten nur bis 1964 und wurden bereits aufgegeben.

Gaslagerstätte Hagenberg (1966)

Die in der Waschbergzone abgeteufte Bohrung Hagenberg 1 zeigt in den Dogger-Sandsteinen (Untere Quarzarenitserie) des Autochthonen Mesozoikums von 2.918–2.948 m nur geringen Gaszufluß, zwischen 3.040 und 3.058 m reines Gas, bis 3.110 m Gas und Formationswasser. Die Kristallinoberkante wurde bei 3.115 m angetroffen. Die nur zwei Jahre gasfördernde Sonde ist bereits aufgegeben.

Gas- und Öllagerstätte Klement (1974)

Die in der Waschbergzone abgeteufte Bohrungen Klement 1 und 2 konnten in den unter der Unteren Tonsteinserie und über dem Kristallin liegenden Dogger-Sandsteinen (Untere Quarzarenitserie) des Autochthonen Mesozoikums eine KW-Führung nachweisen. Über diese Lager-

stätten wurden bereits von F. BRIX, A. KRÖLL & G. WESSELY 1977, berichtet. Die Akkumulation ist an ein synjurassisches Bruchsystem gebunden, welches die gegen E ansteigende Struktur antithetisch abschneidet. Ein Querbruch trennt die Struktur in zwei Teile: in der Sonde Klement 1 konnte von 3.870–3.875 m Gas und von 3.955–3.973 m eine Ölführung nachgewiesen werden, in der Sonde Klement 2 von 3.932–3.994 eine Gas- und Ligroinführung. Aus den kleinen Gaslagerstätten wurde bis 1987 gefördert. Beide Sonden sind bereits aufgegeben.

Gasfeld Merkersdorf (1982)

In einer WSW–ENE streichenden flachen Antiklinale, die im N durch einen NW-fallenden, im S durch einen SE fallenden Bruch begrenzt wird, liegen Gaslagerstätten im 1. (200–255 m), 5. (bei 420 m) und 10. (bei 760 m) Oncophorahorizont des Ottnangien. Sie stellen also Struktur- und Bruchfallen dar. Merkersdorf 2 ist die einzige Fördersonde im Strukturtop, die Bohrungen Merkersdorf 3 im SW und 4 im NE begrenzen die Gasführung durch Strukturabfall.

Waschberg (1987)

In der zwischen Merkersdorf und Maisbirbaum NE von Roseldorf liegenden Bohrung Waschberg U3 innerhalb der Waschbergzone wurde in Ottnangien-Eggenburgien-Sanden eine Gasführung zwischen 495 und 498 m nachgewiesen. Da nur eine geringe Produktion erzielt werden konnte, wurde die Bohrung bereits liquidiert. Da Untersuchungsarbeiten in der zwischen Falkenstein und Guttenbrunn liegenden Bohrung Waschberg U6 in Egeriensandsteinen bei 592 und 540 m keine wirtschaftliche Gasförderung ermöglichen, wurde auch diese Bohrung aufgelassen.

Feld Roseldorf (1972)

Nach Wildendürnbach war Roseldorf der zweite große Fund von Gaslagerstätten in der Molassezone, und zwar im Grenzbereich zwischen gestörter Molasse

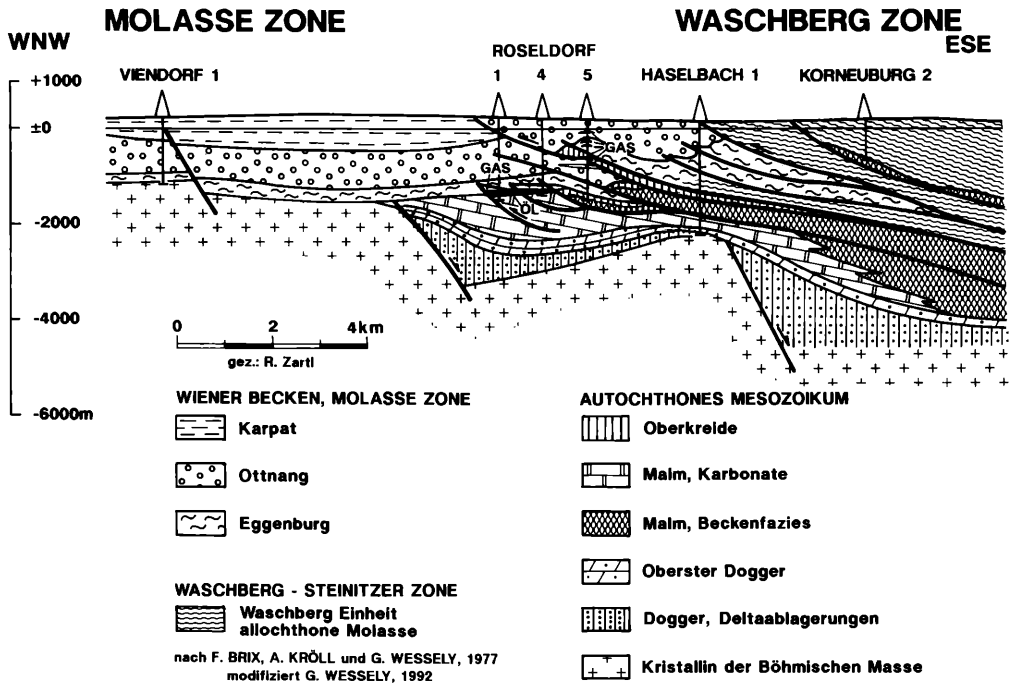


Abb. 186. Geologischer Schnitt durch das Öl- und Gasfeld Roseldorf

und der intensiv verschuppten Waschbergzone (Abb. 186). F. BRIX, A. KRÖLL & G. WESSELY berichteten bereits 1977 und W. GRÜN 1984 über das Feld Roseldorf.

Kleine Gaslagerstätten (250–800 m) liegen in nach SE einfallenden Sanden des Ottnangien, Eggenburgien, Egerien und der Oberkreide innerhalb lokaler Schuppen, hingegen sind die Hauptgaslagerstätten in der weniger gestörten Oncophora-serie des Ottnangien unter der nach SE einfallenden Senninger Aufschiebung konzentriert. Die Oncophorahorizonte 1, 2, 2b, 3, 3b, 4, 5, 6, 7, 8, 8b, 9 und 9b sind in unterschiedlicher Ausdehnung und Mächtigkeit zwischen 475 m (Roseldorf 20) und 1.070 m (Roseldorf 3) gasführend, wobei 9 und 9b die wichtigsten Horizonte darstellen. Sie bilden SW–NE bis S–N streichende Strukturen, deren NW- bis W Schenkel immer vorhanden sind, während der SE- bis S-Schenkel durch die Aufschiebung amputiert sein kann. Die Feldentwicklung (20 Bohrungen) zeigte

aber, daß diese z. T. übereinander liegenden Gaslagerstätten häufig durch das Randwasser im Bereich von Struktureinmündungen sowie durch Vertonungszonen bzw. auskeilende Sande begrenzt werden. Es ist somit keine durchgehende Gasführung über die gesamte Struktur eines Horizontes vorhanden, sondern auf mehrere getrennte Produktionseinheiten aufgeteilt. Diese Lagerstätten werden außerdem meist am Ostrand durch die Senninger Aufschiebung begrenzt. Sie stellen also überwiegend kombinierte Struktur-, stratigraphische- und Aufschiebungsfallen dar. Gasförder sonden sind: Ros. T2 (9b), Ros. 3 (9b), Ros. 5 (9b), Ros. 6 (9), Ros. 17 (9) und Ros. 20 (2b Onc.).

Die unter dem Ottnangien folgenden hauptsächlich tonigen Eggenburgien-schichten überlagern einerseits direkt die Westflanke eines „begrabenen Berges“ der Plattformkarbonate der Altenmarkter Schichten des Malm, andererseits die im stratigraphischen Hangenden dieser

Schichten liegenden und nach E einfallenden dichten Kientnitzer Schichten des Malm oder dichten Klementer Schichten der Oberkreide. Das Relief dieser beiden letzteren erreicht dabei im E eine strukturell höhere Position als jenes der Altenmarkter Schichten im W. In der N-S streichenden Struktur dieser Plattformkarbonate liegt die maximal 4 km lange und 1 km breite Öllagerstätte Roseldorf. Ihre Oberkante wurde zwischen 1.520 und 1.560 m angetroffen, ihre Gaskappe kann bis 50 m mächtig werden, ihre Ölzone ist brutto 28 m mächtig. Durch die geringe effektive Gesamtporosität von 7–8% der z. T. dolomitisierten Karbonate und des raschen Durchbruches aus dem Bodenwasser und der Gaskappe über Klüfte konnte aber in den Sonden Roseldorf 2, 4, und 10 nur eine bescheidene Ölproduktion erzielt werden. Die Lagerstätte stellt eine Strukturfalle dar.

Stockerau (Nord) (1975)

In einer geringmächtigen Basissandlage des Eggenburgien und dem unmittelbar

unterlagernden Kristallinhoch konnte die Bohrung Stockerau Nord 1 einen Ölzufuß zwischen 1.810 und 1.843 m nachweisen. Wegen der ungünstigen lithologischen Ausbildung und trotz einer Fracbehandlung war jedoch keine wirtschaftliche Förderung möglich. Die Sonde wurde daher aufgegeben.

Gasfeld Stockerau Ost (1977)

Nach Wildendürnbach und Roseldorf war die Erdgaslagerstätte Stockerau Ost die dritte große Entdeckung im Bereich der Autochthonen Molasse (Abb. 187). Eine ausführliche geologische Beschreibung erfolgte bereits von W. GRÜN 1984.

Im Bereich der Tiefscholle des Kristallins, aber über einer Relieffochlage des Malm des Autochthonen Mesozoikums, liegen transgressive Molassebasissandsteine des Egerien (Melker Schichten). Sie bilden durch eine bogenförmig N-S streichende und nach N ansteigende Antiklinale sowie durch ihre Mächtigkeitszunahme nach NW, W und S die Relieffochlage und deren Flanken ab. Gasführend

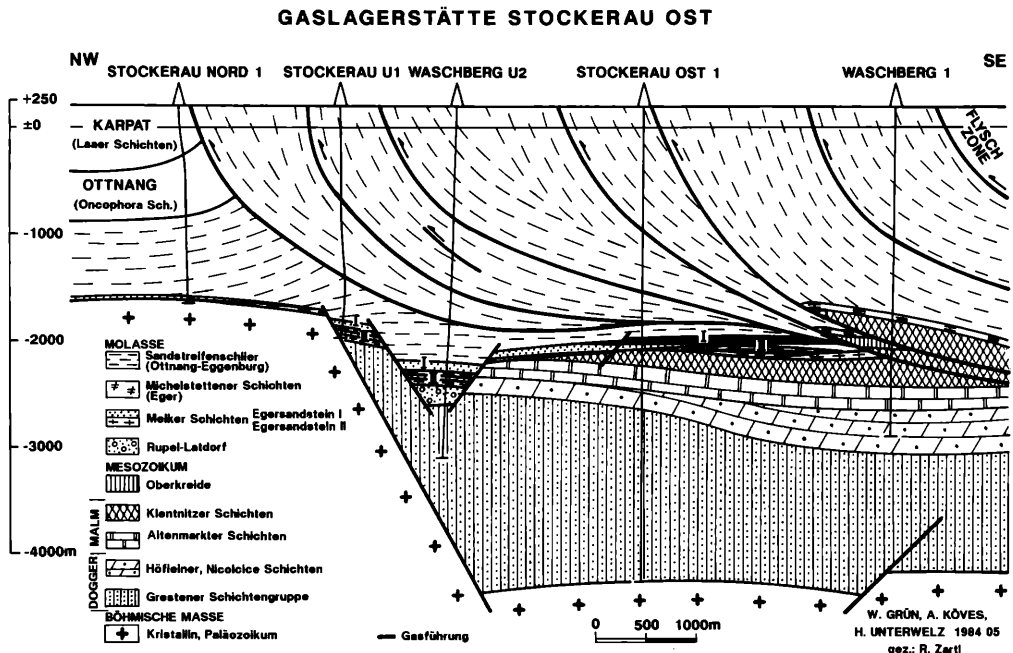


Abb. 187. Geologischer Schnitt durch das Gasfeld Stockerau Ost

sind sowohl der ausgedehntere obere Egeriensandstein I – seine Oberkanten liegen in Tiefen zwischen 2.010 und 2.250 m – als auch der mehr lokal verbreitete untere Egeriensandstein II (2.280–2.325 m). Die beiden Gaslagerstätten mit unterschiedlichen Gas-Wasserkontakten werden im W durch einen NE–SW streichenden und NW fallenden Bruch begrenzt, im E durch die flach nach E einfallende Senninger Überschiebung, die auch Blattverschiebungen (Linksverschiebungen) zeigt, abgeschnitten. Zahlreiche, meist N–S oder NW–SE streichende, W oder SW fallende Brüche zerlegen die Gaslagerstätten der Egeriensandsteine in mehrere Schollen bzw. Produktionseinheiten. Auch die Mächtigkeit der Gasführung schwankt sehr stark, sie betrug im Egeriensandstein I der Sonde Stockerau Ost 1 brutto 45,5 m, netto 31,1 m. Insgesamt stellen die Gaslagerstätten der Egeriensandsteine kombinierte Struktur-, Bruch-, stratigraphische- und Aufschiebungsfallen dar. Gasförderer sind im Egeriensandstein I Stockerau Ost 1, 2, 4, 5, 7, 8a, 10a und 13, im Egeriensandstein II Stockerau Ost 1, 2, 6 und 10a.

Innerhalb der überlagernden und verschuppten Tonmergel des Ottnangien-Eggenburgien fördert Stockerau Ost 3 Gas aus einem Eggenburgien-Sandstein (1.445–1.453 m) einer SW–NE streichenden Antiklinale. Überdies wurden in Stockerau Ost 3, 4, 5, 6 und 15 hochgeschuppte wasser- und gasführende Egeriensandsteine I und II zwischen 1.960 und 2.143 m erbohrt, während andererseits durch die Senninger Aufschiebung am Ostrand beide Egeriensandsteine überhaupt fehlen können (Stockerau Ost 11, 14). In der knapp östlich des Gasfeldes abgeteufte Bohrung Wiesen 1 wurde in hochgeschuppten Egeriensandsteinen eine Gasführung zwischen 1.130 und 1.200 m angetroffen. Da aber ein mehrtägiger Produktionsversuch nur einen geringen Gaszufluß ergab (6.500 m³/5 bar), wurde die Sonde aufgegeben.

In den verschiedenen Schichten des Malm konnte bisher keine KW-Führung festgestellt werden.

IV.4.2.3. Die ÖMV-Lagerstätten der oberösterreichischen Molassezone

Gaslagerstätte Steyr (1971, 1988)

Nach einem unbedeutenden Gasfund 1971 in der Bohrung Steyr 1 in der Oberen Puchkirchener Serie bei 245–247 m, – der auf Oberkreide auflagernde Eozänsand wurde wasserführend angetroffen – konnte die Bohrung Steyr 2 1988 eine Gasförderung im Eozänsand von 1.159 bis 1.160,5 m (Perforation) erzielen (Abb. 136). Der Openhole-Test, der den Gasnachweis erbrachte, reichte von 1.161,5–1.190,5 m in das bei 1.160 m unterlagernde Paläozoikum; der Granit wurde bei 1.215 m erbohrt.

Die Gaslagerstätte des Eozäns liegt auf einer S–SW fallenden Scholle, die im N und E durch Brüche, im W durch einen großen Bruch begrenzt wird. Die Lagerstätte stellt eine Struktur- und Bruchfalle dar.

Die Gasfelder Thann (1970, ÖMV) und Teufelsgraben (1969, ÖMV) – Stadtkirchen (1969, RAG)

Die beiden Gasfelder Thann im NW und Teufelsgraben-Stadtkirchen im SE sind unmittelbar benachbart (Abb. 188). Sie dürften auch in ihrer maximal brutto 100 m mächtigen Gasführung aneindergrenzen, obwohl sie durch einen WSW–ENE streichenden und N fallenden antithetischen Bruch getrennt sind und zwei verschiedene initiale Gas-Wasserkontakte aufweisen. Ein energetischer Zusammenhang beider Gasfelder wurde durch die Druckerhöhung in Teufelsgraben nach Einpressen in den Gasspeicher Thann nachgewiesen. In beiden Gasfeldern bilden Sandsteine des Eozäns und der unterlagernden und durch eine Diskordanz getrennten Oberkreide gemeinsame Lagerstätten. Eine geringmächtige und nicht förderbare Ölzone unterlagert die gasführenden Bereiche.

Beide Gasfelder werden auf ihrer NE-Seite durch denselben NW–SE streichenden und NE fallenden antithetischen Bruch begrenzt, Thann im NW durch einen SW–NE streichenden und NW fallenden antithetischen Bruch. Ihre Gaslager-

Tabelle 29

Gas- und Ölfelder der OÖ-Molassezone (ÖMV)

Gas-/Ölfelder	Fundjahr	Lage	Geol. Position	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl)	Teufe der Oberkante od. der KW von-bis (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch- und Kluff-)	Fazieszykluskeil (T = Top, M = Mitte, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	kumul. Prod. (Gas in Mio. m ³ , Öl in t) (bis Ende 1992)
Steyr	1971 1988	Stadt Steyr	gestörte Molassezone	Oligozän (G) (Ob. Puchk. Serie) Eozän	245– 247 1158–60,5	 Strukt/Br	Ob. Eoz. olig./r-tM Ob. Eoz. olig./tB	8.100 m ³ 13,3 Mio. m ³
Thann	1970	N Steyr	Molassezone	Ob. Eozän (G) Oberkreide (G)	OK 584–696 OK 600–704	Strukt/Br Strukt/Br	Ob. Eoz. olig./tB Oberkreide/rT	118,3 Mio. m ³ 5,0 t
Teufelsgraben	1969	N Steyr	Molassezone	Ob. Eozän (G) Oberkreide (G)	OK 558, 663 OK 564, 670	Strukt/Br Strukt/Br	Ob. Eoz. olig./tB Oberkreide/rT	232,3 Mio. m ³
Stadlkirchen (RAG)								133,8 Mio. m ³ (RAG)
Harmannsdorf	1968	Hofkirchen i. Traunkreis, SW Enns	Molassezone	Oberkreide (G)	672– 699	Strukt/Br	Oberkreide/rT	4,465.600 m ³ 4,0 t
Wirnzberg	1969	NW Steyr, N Sierning	Molassezone	W: Ob. Eozän (Ö) E: Ob. Eozän (G) E: Oberkreide (G) W: Cenoman (Ö)	OK 907– 919 OK 876– 903 OK 881– 904 OK 1331–1346	Strukt/Br Strukt/Br Strukt/Br Strukt/Br	Ob. Eoz. olig./tB Ob. Eoz. olig./tB Oberkreide/rT Oberkreide/tB	36,5 t 57,419.800 m ³
Wickendorf (RAG)								7,756.100 m ³ (RAG)
Piberbach	1968	E Kematen S Neuhof./Krems N Bad Hall	Molassezone	Haller Serie (G) Ob. Eozän (Ö)	331,5–340 OK 1046–1087 GÖK 1064–1077 ÖWK 1084–1099	Strukt/Strat Strukt/Br	 Ob. Eoz. olig./tB	4,4 Mio. m ³ 556.253 t
Wels Nord	1975	N Wels	Molassezone	Ob. Eozän (Ö) Kristallin (Ö)	866–68, 890–96 866–906, 896–906	Strukt/Br Strukt/Br/Kluff	Ob. Eoz. olig./tB	45.737 t

stätten liegen in zwei S fallenden monoklinalen Hochschollen und stellen Struktur- und Bruchfallen dar. In den fündigen Bohrungen Thann 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9 (Speichersonden), 10 und 13 (Beobachtungs-sonden) wurde die Lagerstätte zwischen 584 m (Th 8) bzw. 696 m (Th 13) angetroffen und reichte bis 677 m (Th 8) bzw. 723 m (Th 13). In den strukturhohen Förder-sonden Teufelsgraben 1 und 2 wurde die Lagerstätte bei 663 m und 558 m erbohrt und reichte bis 712 und 658 m; die beiden Bohrungen Stadtkirchen 1 und 2 (RAG) liegen strukturtief.

Da auch das Gasfeld Teufelsgraben – gemeinsam mit Stadtkirchen und Thann – als Gasspeicher eingerichtet wird, wurden 1990 und 1991 zwischen Teufelsgraben 1 und 2 bereits 6 gerichtete Bohrungen von 2 Lokationen (Teufelsgraben 3a, 4, 5 sowie 6, 7, 8) sowie Teufelsgraben 9 und 10 im Ostteil der Struktur abgeteuft.

Gaslagerstätte Harmannsdorf (1968)

In einer monoklinalen S–SSW einfallenden Hochscholle, im N durch einen WNW–ESE streichenden und N fallenden antithetischen Bruch begrenzt, konnte die Bohrung Harmannsdorf 1 eine Gasführung in der Oberkreide von 675 bis 693 m nachweisen; eine unterlagernde geringmächtige Ölzone ist nicht förderbar. Die Gaslagerstätte stellt eine Struktur- und Bruchfalle dar. Die Gasförderung zwischen den Jahren 1969 und 1984 war durch geringen Zufluß gekennzeichnet und wurde dann eingestellt. Die beiden Bohrungen Harmannsdorf 2 auf der Tief- scholle im E und Harmannsdorf 3 auf der Hochscholle im W waren nicht fündig.

Gas- und Ölfeld Wirnzberg (1969, ÖMV), Wickendorf (RAG)

Ein durchgehender, W–E streichender und N fallender antithetischer Bruch begrenzt im N eine S–SSW einfallende monoklinale Hochscholle, in deren W-Teil Öllagerstätten im Eozän und Cenoman der basalen Oberkreide auftreten, in dem durch einen Querbruch getrennten E-Teil eine gemeinsame Gaslagerstätte im

Eozän und unterlagernder höherer Oberkreide vorhanden ist (Abb. 188). Alle Lagerstätten stellen Struktur- und Bruchfallen dar, die stark reduzierte Mächtigkeit des Eozänsandes im E-Teil weist auch auf eine stratigraphische Fallenkomponente hin.

Die unmittelbar auf Kristallinschutt auflagernden Cenomansandsteine wurden in den Bohrungen Wirnzberg 1, 2, 3, und 6 zwischen 1.331 und 1.346 m ölführend angetroffen und in Wirnzberg (Wi) 1 und 6 gefördert. Die Eozänsande zeigten eine Gas- und Ölführung zwischen 907 und 919 m in den Bohrungen Wi 3, 4a und 6 und fördern bzw. förderten in 3 und 4a; sie besitzen eine Gaskappe. Die Eozän- und Oberkreidesandsteine umfassende Gaslagerstätte im E-Teil wurde in den Bohrungen Wi 7 und 9 unter 876 bzw. 895 m sowie in Wickendorf 1 (RAG) fündig; sie wird von einer geringmächtigen, nicht förderbaren Ölzone unterlagert. Die von 1977 bis 1982 fördernde Gaslagerstätte wurde bereits aufgegeben.

Ölfeld Piberbach (1968)

Die in 1.046 bis 1.099 m Tiefe befindliche und eine Gaskappe aufweisende Öllagerstätte Piberbach (Abb. 188) in ober-eozänen Sandsteinen liegt in einer SSW einfallenden monoklinalen Hochscholle, die im N durch einen WNW–ESE streichenden und N fallenden antithetischen Bruch begrenzt wird, in E und W durch kleinere Querbrüche. Die Eozänsandsteine wurden in den Bohrungen Pib. 1, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10 und 11 ölführend angetroffen, die maximale initiale Bruttosandmächtigkeit betrug 19 m Gas und 20 m Öl. Die Öllagerstätte stellt eine Struktur- und Bruchfalle dar. Die Eozänsande liegen, durch eine Diskordanz getrennt, transgressiv auf dichten Schichten der höheren Oberkreide.

In der weitgehend tonigen Haller Serie sind im Feld Piberbach knapp übereinanderliegende gasführende Sandlinsen sehr geringer Mächtigkeit entwickelt. Die Sonde Piberbach 10 fördert aus 3 Lagen zwischen 331,5 und 340 m aus dieser strukturstratigraphischen Falle.

Ölfeld Wels Nord (1975)

SW bis SE einfallende ölführende Eozänsande liegen auf der Tiefscholle eines großen, W–E streichenden und S-fallenden synthetischen Bruches sowie auf der Hochscholle eines kleineren NW–SE streichenden und NE fallenden Querbruches. Sie stellen somit eine Struktur- und Bruchfalle dar. Die Ölführung in den Förder sonden Wels N1 und N4 umfaßt aber nicht nur die Eozänsande von 866–868 m (We N4) und 890–896 m (We N1), sondern reicht – durch Openhole-Tests nachgewiesen – bis etwa 905 m auch in das unmittelbar unterlagernde Kristallin (Kluftöl).

Die Eozänsande der strukturtieferen Bohrungen Wels N2 und 2a (im SE) und 5 (im W) sind bereits wasserführend.

Literaturhinweise für den Abschnitt IV.4.:

ABERER, F., JANOSCHEK, R., PLÖCHINGER, B. & PREY, S. 1964; ANIWANDTER, E. & ZYCH, D. 1990; Anonym 1968; BRIX, F., KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1977; BÜRGL, H. 1950b; GRILL, R. & KAPOUNEK, J. 1964; GRÜN, W. 1984; JANOSCHEK, R. 1969; KOLLMANN, K. 1977; KRAUS, L. 1969; LOGIGAN, St. & DIEM, E. 1964; MAYER, H. & GLANTSCHNIK, J. 1991; MURER, H. 1991; POLESNY, H. 1983.

IV.5. KW-Lagerstätten und KW-Funde in sowie unter den Nordalpen

von Godfrid WESSELY

IV.5.1. Erdgaslagerstätte Höflein

Die Lagerstätte Höflein ist das erste wirtschaftlich förderbare Gas-Kondensatfeld unter den Alpen. Es liegt in 2.700 bis 3.000 m Tiefe unter der Flyschzone unmittelbar südlich der Donau bei Klosterneuburg (Abb. 189 und 190 sowie, Beilagen 1 und 13).

Die Lagerstätte wurde auf Grund seismischer Untersuchungen und vorliegender Ergebnisse umliegender Bohrungen im Jahr 1982 entdeckt. Sie liegt im autochthonen Dogger; als Speichergesteine dienen Sandsteine aus Deltaablagerungen und hauptsächlich die „Dolomitische Quarzarenitserie“, ein dolomitisch gebundener Quarzsandstein mit reichlich Hornstein (Höfleiner Schichten). Die Porosität ist zu einem großen Teil an die Hornsteine gebunden. Zur Matrixporosität tritt Kluftporosität hinzu. Die Deltaablagerungen des Doggers werden im Feldbereich diskordant von der „Dolomitischen Quarzarenitserie“ überlagert, sodaß beide Schichtglieder eine energetische Einheit mit einem übergreifenden Gas-Wasserkontakt bilden. Die Porosität erreicht Grö-

ßenordnungen bis 20%. Die Abdichtung der Lagerstätte erfolgt durch dichte Kalke und schließlich Mergel des Malm.

Die Struktur der Gaslagerstätte hat ihre Kulmination im SW und ist durch einen NW–SE-verlaufenden Bruch begrenzt, ein NE–SW-streichender Bruch trennt eine kleinere, tiefer liegende Scholle von der Hauptscholle ab. In der Hauptscholle liegt der Gas-Wasserkontakt bei NN – 2.655 m, in der westlich anschließenden etwas tiefer (Abb. 189).

Über dem Malm lagert Molasse, die aber im Ostteil der Lagerstätte durch Abscherung fast fehlt, während sie gegen Westen zu durch Überschiebung des Flysches keilförmig zusammengeschnitten ist. Der Flysch wird nur stellenweise von abgescherten Buntmergeln unterlagert. Er gliedert sich in mehrere Schuppen, die der Greifensteiner Decke angehören.

Das Feld ist ein Gas-Kondensatfeld, wobei 2,1 t Kondensat (Äthan, Propan, Butan, Pentan) auf 100.000 m³ Methan entfallen. Da das Gas etwa 15% CO₂ enthält, ist es als Sauer gas zu bezeichnen.

