

DIE ÖLLAGERSTÄTTE BAD HALL NORD: CHARAKTERISIERUNG VON FESTBITUMEN IN RESERVOIRSANDSTEINEN (EOZÄN, OÖ MOLASSE)

Reinhard GRATZER, Reinhard F. SACHSENHOFER & Werner TSCHELAUT

Department für Angewandte Geowissenschaften, Montanuniversität, 8700 Leoben
Rohöl-Aufsuchungs AG, Schwarzenbergplatz 16, 1015 Wien

Einführung

Im Jahre 1906 wurde im Raum Leoprechting (SE Schärding) in geringer Tiefe vermutlich biodegradiertes, asphaltreiches Schweröl angetroffen. Davon abgesehen waren bei der Erdölsuche in der Molassezone bis dato keine Probleme mit Schwerölen oder Teermatten bekannt. Erst die Bohrung Bad Hall Nord 2 erbohrte mit Festbitumen verklebte Reservoirsandsteine.

Ziel der Untersuchungen war die Rekonstruktion der Bildungsbedingungen des Festbitumens um Rückschlüsse für künftige Prospektionsarbeiten ziehen zu können. Dafür wurden 11 Gesteins- und zwei Ölproben aus dem Bereich Bad Hall Nord petroraphisch und geochemisch untersucht und Vergleichsdaten von Ölen verschiedener Lagerstätten (Wehner et al., 1983) berücksichtigt.

Geologischer Überblick BAD HALL NORD

Basierend auf der Interpretation einer 3D Seismik wurde im Jahr 2000 die Bohrung Bad Hall Nord 1 (BH N1) abgeteuft und rund 4.5 km nordöstlich des Ölfeldes Voitsdorf im Eozän ein neues Ölvorkommen gefunden. Die Lagerstätte Bad Hall Nord ist an eine bogenförmige, antithetische Verwerfung gebunden, entlang derer die Sandsteine des Eozäns in strukturhoher Position gegen dichte Rupel Tonmergel anstehen. Dadurch ist eine strukturelle Fallensituation gegeben, die typisch für eozäne Öllagerstätten des Molassebeckens ist.

Die Eozänstruktur (Abb.1) besitzt eine O-W Ausdehnung von rund 2 km, erstreckt sich etwa 700 m in N-S Richtung und wird intern von einer, SW-NE verlaufenden Störung tektonisch untergliedert.

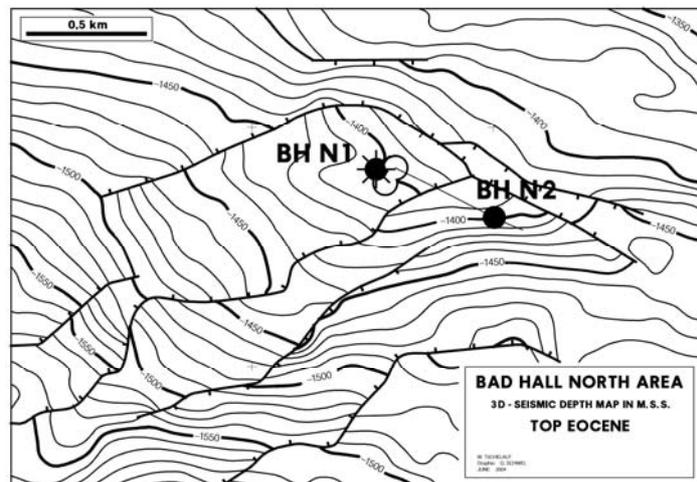


Abb. 1: Bad Hall Nord - Strukturkarte Top Eozän

Das Obereozän repräsentiert im Raum Voitsdorf – Bad Hall eine transgressive Abfolge, mit welcher die Bildung der Molassesedimente ihren Anfang nimmt. In der basalen „*Limnischen Serie*“ treten bunte Seetone mit Wurzelböden und hellgraue Sandsteineinschaltungen von mäandrierenden Flussarmen im Randbereich des Meeres auf. Die dunkelgrauen Tonmergel und Sandsteinlagen der „*Cerithienschichten*“ sind Stillwasserbereiche im Watt und führen eine reiche Fauna von Schnecken (Cerithien) und Muscheln (Austern). Die hellgrauen, durchwühlten Sandsteine der „*Sandsteinstufe*“ werden dem flachmarinen Bereich zugeordnet. Der „*Lithothamnienkalk*“ tritt als hell- bis gelblichgrauer, dichter, gewachsener Algenkalk auf. Algenschuttkalke, dehnen sich über weite Bereiche des Beckens aus.

In der Bohrung BH N1 wurde laut Logauswertung in den Cerithienschichten eine Gas führende Sandsteinlage angetroffen. In der darunter liegenden Limnischen Serie wurden vier Sandsteinlagen Öl führend erbohrt. Kernuntersuchungen lieferten für die Sandsteine ausgezeichnete Reservoirparameter mit Porositäten bis 20% und Permeabilitäten bis 2250 md. Im Oktober 2000 wurde die Produktion aus dem Eozän aufgenommen.

Im Jahr 2002 wurde die Bohrung Bad Hall Nord 2 (BH N2) abgeteuft, mit dem Ziel, das Ölvorkommen in Richtung des SE anschließenden Blockes zu erweitern. Die Bohrung BH N2 erbohrte den Top des Eozäns in Form eines marinen, dichten Sandsteins mit Schalenbruchstücken und Lithothamnienkalkschutt. Während die *Limnische Serie* faziell etwas schlechter als in BH N 1 ausgebildet ist (nur zwei geringmächtige Öl führende Sandsteinlagen), liegt in den Cerithienschichten am Top, äquivalent zur BH N1 ein mächtigeres, poröses Sandsteinpaket, sowie stratigraphisch etwas tiefer, eine weitere geringmächtige Sandsteinlage vor.

Die nach Logauswertung Öl führenden Abschnitte des Eozäns wurden selektiv perforiert und getestet. Die Produktion sowohl aus den Cerithienschichten als auch aus der Limnischen Serie erwies sich jedoch als sehr gering. Kernanalysen zeigten, dass die Reservoirqualität generell gut ist, die Porenräume der grobkörnigen Subarkosen in den Cerithienschichten jedoch durch eine schwarze, bituminöse Substanz verklebt sind (Abb. 2).

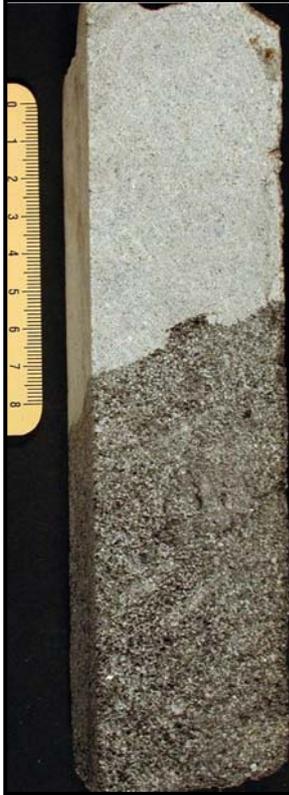


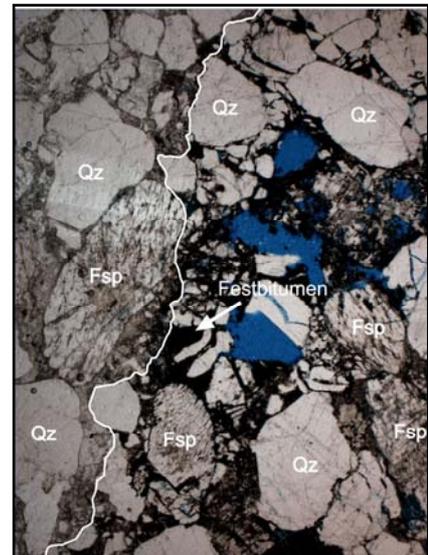
Abb. 2. Bad Hall Nord 2 – Top der Lagerstätte (Cerithienschichten). Dunkel: Sandstein mit Festbitumen.

Charakterisierung des Festbitumens

Petrographie: Bei den untersuchten Proben handelt es sich um Quarzsandsteine mit wechselndem Feldspatanteil. Das Top der Lagerstätte zeigt eine scharfe Grenze (Abb. 2,3). Im Hangenden (links in Abb. 3) ist der Porenraum mit Karbonat, im Liegenden (rechts in Abb. 3) mit Festbitumen zementiert. Das Festbitumen ist homogen, spröde und fluoresziert nicht (Abb. 4; Bitumenreflexion: 0,42-0,56%Rr). Framboidaler und idiomorpher Pyrit treten häufig auf.

Abb. 3: Sandstein mit Festbitumen.

Die Grenze der Zementationszone ist mit weißer Linie gekennzeichnet.



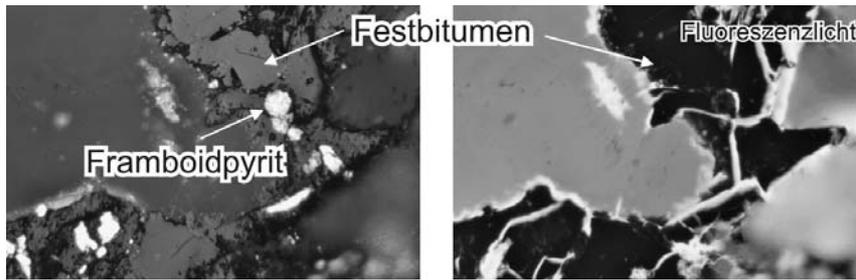
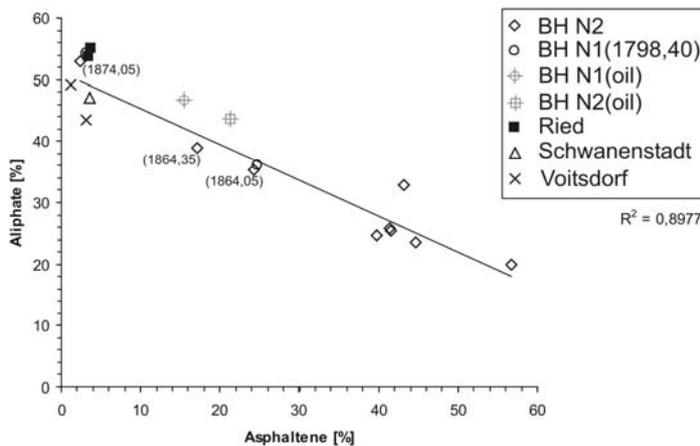


Abb. 4: Festbitumen und Pyrit im Anschliffbild (Normal- und Fluoreszenzlicht). Die Bildlänge beträgt 0,22 mm

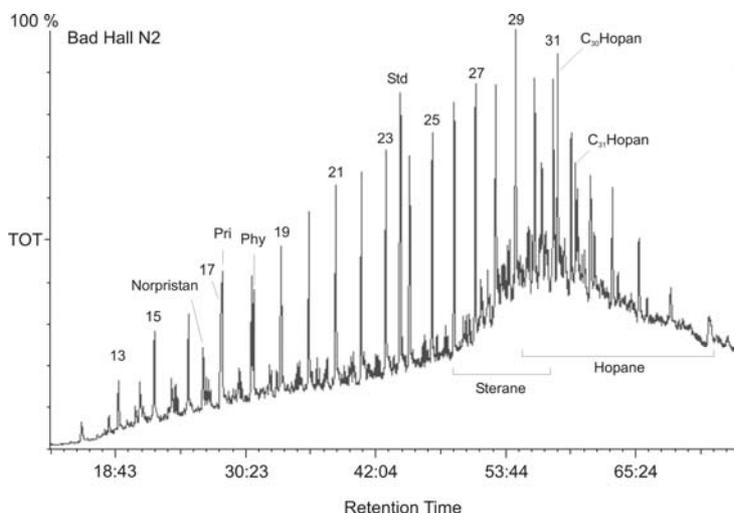
Organische Geochemie: In den Proben mit Festbitumen dominieren die Asphaltene (40-60%), gegenüber Aliphaten (20-30%), Aromaten und NSO-Komponenten (je 10-20%). Proben mit wenig oder keinem Festbitumen weisen dagegen hohe Aliphathgehalte (ca. 55%) und geringe Asphaltengehalte (<5%) auf. Negative Korrelationen bestehen zwischen dem Gehalt an Asphaltene und Aliphaten (Abb. 5), Aromaten und NSO-Komponenten. Letztere sind dagegen positiv korreliert. Dies zeigt, dass die Asphaltene relativ angereichert wurden („Asphaltenfällung“).



Die Zusammensetzung der Öle aus dem Bereich Bad Hall Nord (Aliphate: 45-50%; Asphaltene: 15-20%) folgt dem Trend, der durch die Extrakte der Festbitumina vorgegeben wird. Ein Vergleich mit Ölen anderer Lagerstätten zeigt, dass die Bad Hall N Öle einen ungewöhnlich hohen Anteil an Asphaltene aufweisen.

Abb. 5: Plot der Asphaltengehalte gegen die Aliphathgehalte.

Gaschromatogramme der Gesteinsextrakte und der Öle unterscheiden sich kaum. Anzeichen für Biodegradation (z.B. bevorzugter Abbau der Aliphaten) können nicht festgestellt werden (Abb. 6). Zudem ist in biodegradierten Ölen eine negative Korrelation zwischen Aliphaten und Aromaten zu erwarten. Dies ist bei den untersuchten Proben nicht der Fall. Der MPI



deutet eine Muttergesteinsreife von ca. 0.75 %Rr an.

Abb. 6: Gaschromatogramm der Aliphatenfraktion des Festbitumens (Bohrung BH N2)

Schlussfolgerungen

- Die geförderten Öle in den Bohrungen Bad Hall N 1 und Bad Hall N 2 sind im Vergleich zu anderen Ölen aus der Molassezone ungewöhnlich reich an Asphaltene.
- Das Festbitumen wurde durch Asphaltenefällung gebildet. Biodegradation kann ausgeschlossen werden.
- Asphaltenefällung kann (1) durch die Lösung größerer Mengen von Gas im Öl oder (2) durch Migrationsvorgänge (Druck- und Temperaturenniedrigung) ausgelöst werden.
- Bei (1) entsteht ein leichteres Öl. Bei (2) muss Öl in großer Menge (Vielfaches des Speichervolumens) durch die Lagerstätte migriert sein. In beiden Fällen ist das Öl offensichtlich verloren (Migration entlang Störung?).