

LAGERSTÄTTENGEOLOGISCHES MODELL DES OBEREOZÄNS IM RAUM SATTLEDT (OBERÖSTERREICHISCHE MOLASSE)*

W. Nachtmann, Wien

Mit 9 Abbildungen

Zusammenfassung: Das Gebiet der Vorlandmolasse in Oberösterreich ist im Alttertiär durch eine den mesozoischen und kristallinen Untergrund unterschiedlich stark erfassende Abtragungsphase gekennzeichnet, durch welche das Prätertiär zu einer süd- bis südwestfallenden, leicht gewellten Fastebene eingeebnet worden ist.

Im Obereozän wird das Gebiet des Molassebeckens vom aus dem Helvetischen Trog übergreifenden Meer sukzessive überflutet. Die aus zahlreichen Bohrprofilen bekannte Abfolge des Eozäns läßt sich in Limnische Serie, Cerithien-Schichten und Lithothamnienkalk unterteilen. Diese Dreiteilung gilt auch für den Raum Sattledt im zentralen Ostteil der Molasse, wo das lokal vorliegende Oberkreiderelief für kleinräumig auftretende Fazieswechsel und teilweise -verzahnungen von limnisch über paralisch-brackisch bis flachmarin bestimmend war.

Das hier zwischen 2 und 30 m mächtige Eozän weist bis zu vier marine, über unterschiedlich weite Erstreckung korrelierbare und i. a. durch tonige Lagen voneinander getrennte Sandsteinhorizonte auf (EOS A-D). Diese können von einzelnen, lediglich lokal ausgebildeten und überwiegend fluviatilen Sandsteinen unterlagert werden (EOS E).

Über dem Eozän folgt eine mehrere 100 m mächtige Abfolge oligozäner Tonmergel.

Während des gesamten Oligozäns setzte sich die im Eozän eingeleitete asymmetrische Absenkung des Molassebeckens fort. Hand in Hand damit ging die Bildung zahlreicher, im wesentlichen W-E-streichender Zerrungsbrüche. Diese sind - wie in weiten Teilen der Molassezone - im Raum Sattledt teils für sich, teils in Kombination mit Faziesänderungen der eozänen Trägergesteine als Kohlenwasserstofffallen wirksam.

Die Sandsteine, fast durchwegs Subarkosen, sind vorrangig mittel- bis grobkörnig, seltener feinkörnig, mäßig sortiert und mit eckigen bis kantengerundeten Komponenten. Der geringe Rundungsgrad sowie die vielfach vollkörperliche Erhaltung der Kalifeldspäte und das relativ häufige Vorhandensein von nahezu idiomorphen Zirkonkörnern weisen auf einen nur sehr kurzen Transportweg von einem (gneis)granitischen Liefergebiet (Böhmische Masse) zum Ort der Ablagerung.

Aus erdölgeologischer Sicht gilt besonderes Augenmerk der Ausbildung sowie der vertikalen und horizontalen Verteilung von Porosität, Durchlässigkeit und Wassersättigung der öl- und gasführenden Sandsteine. Die detaillierte Kenntnis und Zuordnung dieser Daten stellt die Grundlage für die Erstellung einer Vielzahl von produktionsgeologisch-lagerstättentechnisch relevanten Karten dar, mit deren Hilfe eine volumetrische Erfassung des initial vorhandenen Oil in Place erfolgt und weiters ein besseres Verstehen vieler Vorgänge innerhalb des Feldes ermöglicht wird. Zusätzlich stellen diese Karten eine sehr wesentliche Entscheidungsgrundlage für den Lagerstätteningenieur hinsichtlich des weiteren Vorgehens in puncto Folgebohrungen, Wassereinpreßstrategie oder Umkomplettierung einer Fördersonde dar.

Abstract: During the lowermost Tertiary the area of the Upper Austrian Molasse was characterized by an erosional phase of differing intensity. This left the top of the Pretertiary subcrop as a gently southward dipping and slightly undulated peneplain which became progressively transgressed during the Upper Eocene. The overall threefold lithologic subdivision of the Upper Eocene into the Limnic Series at the bottom, the Cerithium Beds and the Lithothamnium Limestone at the top, is basically also valid for the Sattledt area in the central eastern part of the Molasse Basin. Here, the relief of the Upper Cretaceous was responsible for fast and local facies changes from or interfingerings of limnic over paralic to shallow marine.

The total thickness of the Eocene in Sattledt ranges between 2 and 30 meters. It contains up to four different marine sandstones (EOS A to D) that are usually separated from each other by shaly layers and which can be correlated relatively well in most wells. Locally this sequence can be underlain by limnic clays with intercalated fluvial sandstone beds (EOS E).

Only a few decimeters of sandy shales mark the transition from the Eocene to the several hundred meters thick series of Oligocene shales. Coincident with the asymmetric subsidence of the Molasse Basin, during the Oligocene, went the creation of a great number of predominantly east-west striking extensional faults. In the Sattledt area, as well as in other parts of the Molasse, these faults form major components of the Eocene hydrocarbon traps. These are either structural or combined structural-stratigraphic traps.

* Vortrag, gehalten beim Informationstreffen österreichischer Sedimentologen in Innsbruck, am 29. 4. 1988

The Eocene sandstones in the Sattledt area are mostly medium to coarse grained, moderately sorted and angular to subangular. Their mineral components are predominantly quartz and up to 40 % feldspars. In addition we find a varying amount of mica, some glauconite, rock fragments, pyrite and zircon as well as shell- and algal debris. The matrix consists either of clay minerals or of recrystallized calcite, which is partly dissolved.

The poor rounding of the components, the common almost idiomorphic preservation of potassium feldspars, and the presence of grains of zircon document the short distance of transportation from a (gneiss-)granitic origin (Bohemian Massif) to the place of deposition.

From a petroleum geological standpoint we are especially interested in the development and distribution of the porosity, permeability, and water saturation within the oil and gas bearing sandstones. The detailed knowledge of these data is the base for the construction of reservoir geological maps which are necessary for estimating the initial oil in place, for better understanding of the reservoir behaviour and for decisions for future strategies in a field.

1. Einleitung und Zielsetzung

Der in der vorliegenden Arbeit behandelte Großraum Sattledt befindet sich im zentralen Ostteil der oberösterreichischen Molassezone. Als Kohlenwasserstoffträger kommt hier vor allem das Obereozän in Betracht. In einem etwa 8 x 4,5 km großen, Nord-Süd-orientierten Gebiet reihen sich hier sieben, zwischen 1970 und 1981 entwickelte Ölfelder aneinander: Oberaustall West und Ost, Sattledt, Rappersdorf, Steinhaus, Steinhaus Nord und Nordwest. Diese Lagerstätten sind jeweils durch Brüche begrenzt und zumeist auch durch solche voneinander getrennt. Mit einem gemeinsamen Oil in Place¹⁾ von rund vier Millionen Tonnen handelt es sich bei diesem Felderkomplex nach Voitsdorf um das zweitgrößte Ölvorkommen in Oberösterreich.

Um für künftig zu setzende produktionstechnische Maßnahmen die bestmöglichen Voraussetzungen zu schaffen, wurde der Raum Oberaustall-Sattledt-Steinhaus einer ausführlichen produktionsgeologischen-lagerstättenkundlichen Be- und Überarbeitung unterzogen. Zu diesem Zweck fanden Schlumberger Logs und reichlich Kernmaterial sowie Test-, Produktions- und Druckdaten von 46 Bohrungen Berücksichtigung; die strukturellen Erkenntnisse beruhen neben den Bohrungsinformationen auf einem relativ engmaschigen Netz von Seismiklinien.

2. Regionalgeologische Situation

2.1. Paläogeographische Entwicklung

Das Gebiet der Vorlandmolasse in Oberösterreich war im Alttertiär durch eine den mesozoischen und kristallinen Untergrund unterschiedlich stark erfassende Abtragungsphase gekennzeichnet, durch welche das Prätertiär zu einer süd- bis südwestfallenden, leicht gewellten Festebene eingeebnet worden ist. Im Obereozän (Abb. 1) wurde das Gebiet des Molassebeckens vom aus dem Helvetischen Trog

QUART.	PLEISTOZÄN	ALLUVIUM DILUVIUM				0 - 300 m
TERTIÄR	PLIOZÄN	OBERPLOZÄN				0 - 300 m
		PANNOON				
	MIOZÄN	SARMAT BADENIEN KARPATIEN			KOHLEFÜHRENDE SÜSSWASSERSCHICHTEN	0 - 750 m
		OTTNANGIAN			INNVIERTLER SERIE	
		EGGENBURGIAN		*	HALLER SERIE	
	OLIGOZÄN	EGERIEN (CHATT)		A A 2 A 3 A 4	OB. PUCHKIRCHENER SERIE	0 - 1050 m
				*	UNT.	0 - 1000 m
		RUPEL		*	TONMERGEL BÄNDERMERGEL HELLE MERGELKALKE	0 - 400 m
		LATTORF			FISCHSCHIEFER	
		EOZÄN	OBEREOZÄN		*	
MESOZOIK	KREIDE	UNT. CAMPAN- TURON		*		0 - 1000 m
		CENOMAN		*		
	JURA	MALM		*		0 - 300 m
		PERMOTRIAS ?		*		0 - >230 m
PALÄOZ.	KARBON	OBERKARBON				0 - > 40 m
		KRISTALLIN	+++++			

Abb. 1:

Stratigraphische Tabelle der Molasse Oberösterreichs

übergreifenden Meer sukzessive überflutet (WAGNER, 1980).

Im Raum Sattledt schritt diese Transgression von Südwesten nach Nordosten über ein mäßig kuppirtes, z. T. durch prätertiäre Brüche mitgeformtes Erosionsrelief der Oberkreide vor. (Nord)östlich der bearbeiteten Felder bestand ein ausgeprägtes Kreidehoch, das aus dem Eozänmeer zum beträchtlichen Teil als Insel herausragte und erst im tiefsten Oligozän zur Gänze überflutet worden ist. Ein ähnliches Element stellt ein aus dem Nordwesten kommender und durch die Bohrung Aiterbach 1 (0,70 m dichtetes Eozän) als südlicher Abtauchpunkt markierter Prätertiärsporn ohne eozäne Überdeckung dar, der eine indirekte Fortsetzung in dem auf der Eozän-Bruttoisopachenkarte (Abb. 2) erkennbaren Gebiet geringer Mächtigkeiten westlich der Felder Sattledt und Steinhaus bzw. nördlich von Oberaustall West findet. Aus der Mächtigkeitsverteilung der Eozänsande geht deutlich hervor, daß diese in einem flachen, Nord-Süd-orientierten und durch die oben genannte Insel im Osten bzw. die Hochzone im Westen begrenzten, bis ca. 5 km breiten Trog abgelagert worden sind. Diese paläogeographische Ausgangssituation war letztlich für die kleinräumig auftretenden Fazieswechsel

¹⁾ Oil in Place = Gesamtölinhalt des Speichergesteins einer Lagerstätte

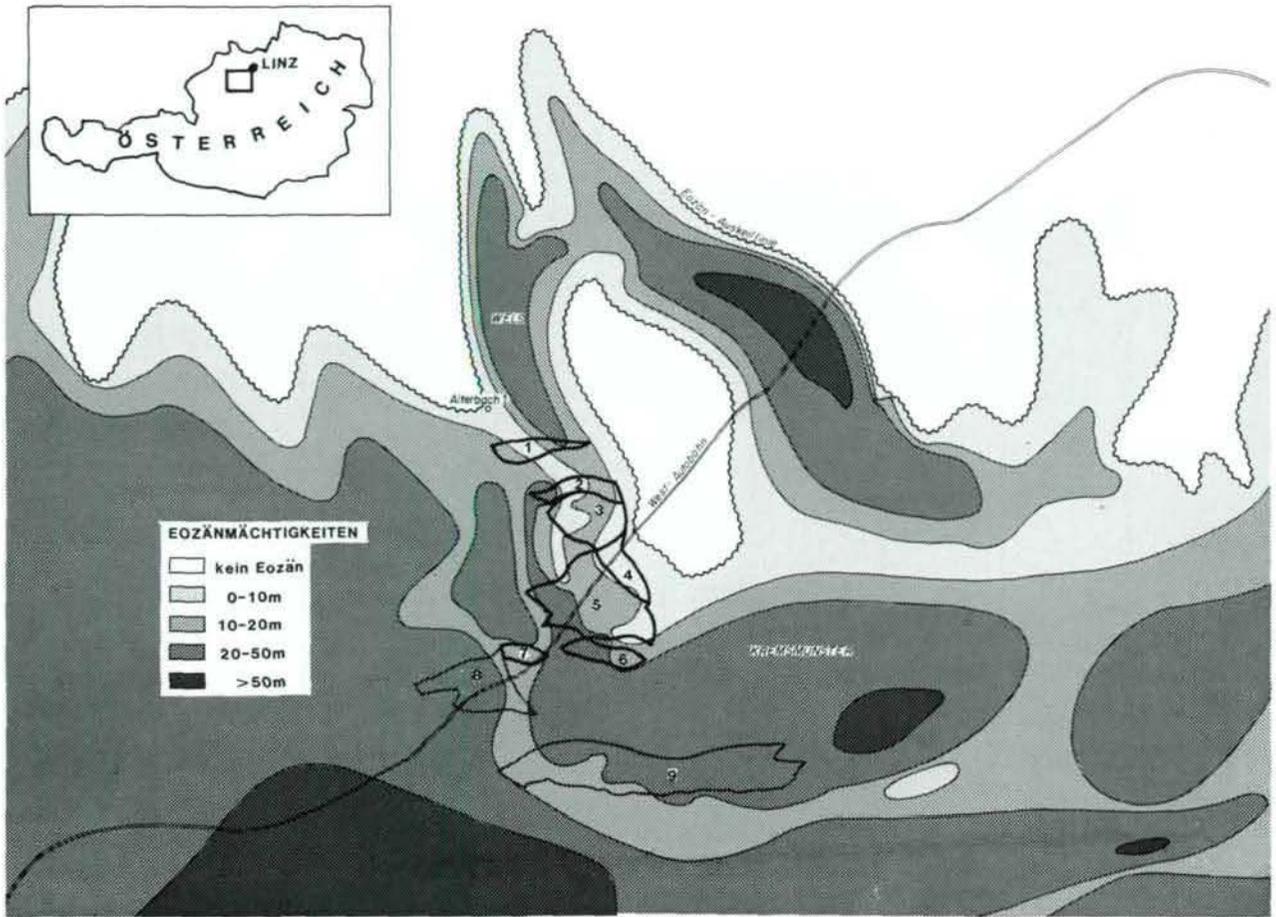


Abb. 2:

Bruttomächtigkeitsverteilung des Obereozäns. Umrandete Ölfelder: 1 = Steinhaus Nordwest (Sths NW), 2 = Steinhaus Nord (Sths N), 3 = Steinhaus (Sths), 4 = Rappersdorf (Ra), 5 = Sattledt (Sat), 6 = Oberaustall Ost (Ob), 7 = Oberaustall West (Ob), 8 = Eberstalzell (Eb), 9 = Voitsdorf (V).

und teilweise -verzahnungen von limnisch über paralisch-brackisch zu flachmarin bestimmend.

In topographisch tiefer liegenden Mulden lagerten sich im marinen Randbereich des vorrückenden Eozänmeeres bis 18 m mächtige, hellgraue bis hellgrüne, fallweise bunte limnische Tone mit Wurzelböden ab. In diese sind einzelne, fast durchwegs nur lokal ausgebildete und selten mehr als ein bis zwei Meter mächtige fluviatile Sandsteinhorizonte eingebettet.

Überlagert werden diese limnischen Sedimente bzw. - wo diese nicht vorhanden sind - die Oberkreide von dunkelgrauen Tönen bis Tonmergeln, den Cerithien Schichten. Diese sind makrofossilreich und führen auf Grund ihrer küstennahen Ablagerung in lagunärem bis wassertartigem, paralischem Milieu in den meisten Bohrungen wenige cm bis dm umfassende Lager mit umgelagerter Kohle oder Kohleton. Am ehesten als Gezeitenkanalfüllungen sind die ein bis zwei nicht mächtiger als 5 m werdenden und in die Cerithien Schichten eingebetteten Sandsteine anzusprechen.

Darüber folgen im flachmarinen Küstenbereich (Foreshore) abgelagerte Sandsteine, welche mit fortschreitender Absenkung des beschriebenen Gebietes in lithothamnienführende, flachmarine Sandsteine einer größeren Lagune übergehen. Begrenzt war diese Lagune im höchsten Obereozän durch das Festland im Osten und Norden einerseits und durch Lithothamnien "riffe" im Südwesten (Eberstalzell) andererseits, mit welchen Teile dieser Sandsteine im Raum Oberaustall West und vor allem weiter westlich in Eberstalzell regelrecht verzahnen.

Über dem Eozän folgt mit einem nur wenige dm umfassenden sandigen Übergangsbereich der bereit seine Absenkung des Meeresbodens markierende Lattorf-Fischschiefer. Dieser ist ein dunkelgrauer bis graubrauner, uniformer und z. T. an Fischschuppen aber auch Pflanzenresten reicher, bis 10 m mächtiger Kalkmergel, der gemeinsam mit den Tonmergeln des Oligozäns eine mehrere 100 m umfassende Abdeckung und Abdichtung der eozänen Lagerstätten gewährleistet.

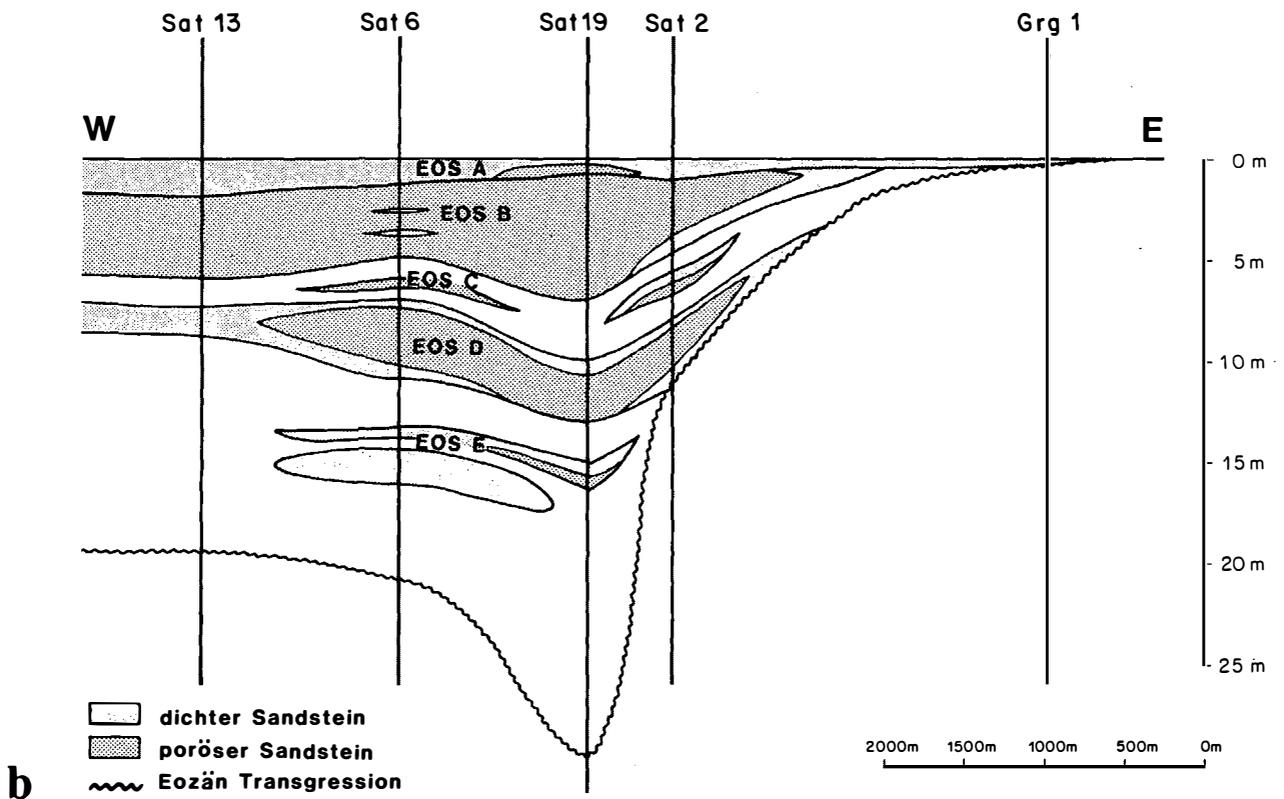
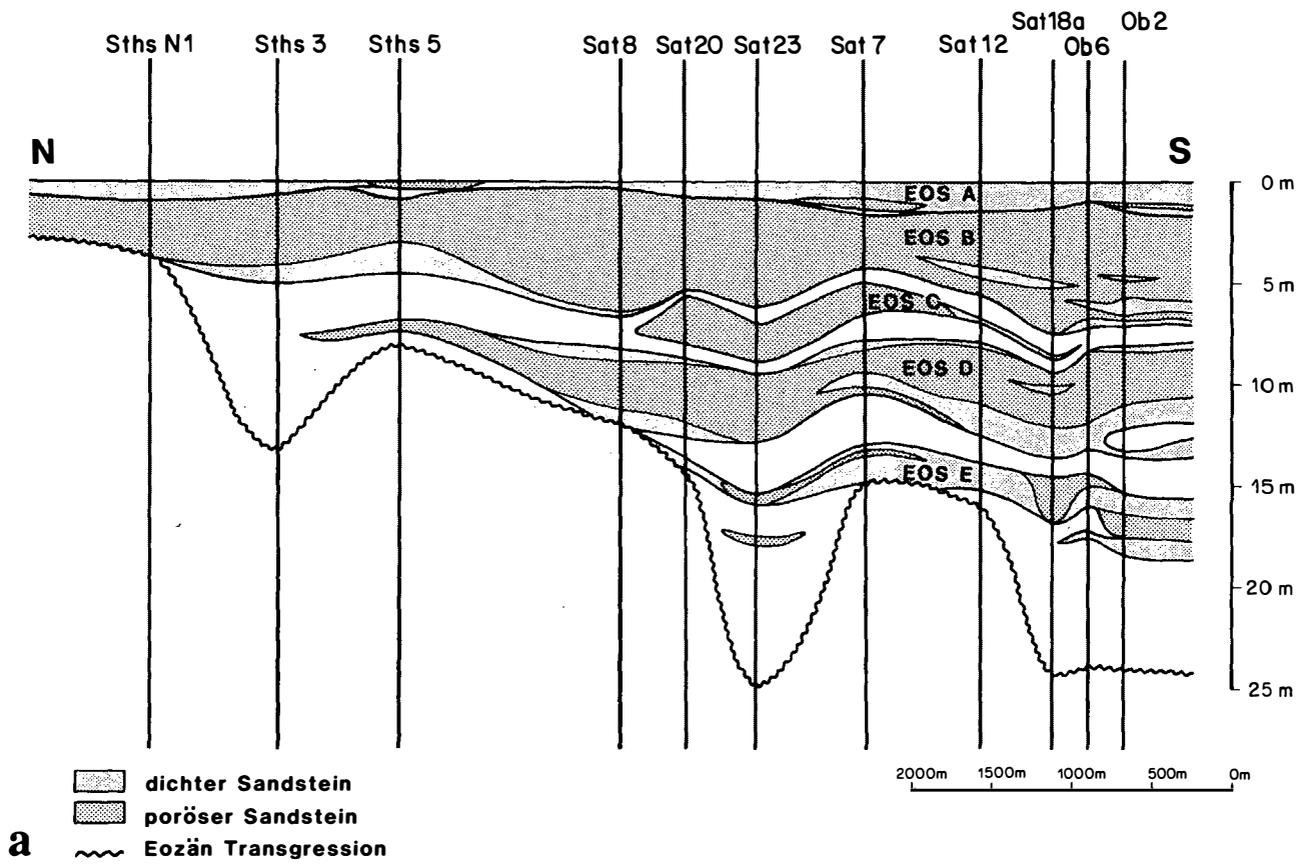


Abb. 3:
 Schematische Darstellung der eozänen Sandverteilung: a = Nord-Südprofil, b = West-Ostprofil

2.2. Lithostratigraphie

Das in Sattledt zwischen 2 und 30 m mächtige Eozän weist bis zu vier, über unterschiedlich weite Erstreckung korrelierbare und i. a. durch tonige Lagen voneinander getrennte, marine Sandsteinhorizonte auf (EOS A-D, von oben beginnend). Diese können von einzelnen, zumeist nur lokal ausgebildeten, überwiegend fluviatilen Sandsteinen (als EOS E zusammengefaßt) unterlagert werden (Abb. 3).

Die Bezeichnung EOS steht für "Eozänsand in Sattledt".

2.2.1. EOS E

Hierunter werden ein bis vier in die limnischen Tone eingebettete, jeweils nur über begrenzte lokale Verbreitung verfügende, fluviatile Sandsteinlagen von 0,20–3,90 m Mächtigkeit (davon 0–2,30 m netto²⁾, verstanden. Weiters wird dazu in einzelnen Bohrungen (z. B. Sat 19, 22 und 22a) der tiefste in den Cerithien Schichten befindliche Sandstein (bis 1,30 m mächtig, bioturbiert, vereinzelt Makrofossilreste) gerechnet, der ebenfalls nur lokal entwickelt ist.

Hinsichtlich der Reservoirparameter sind die EOS E-Sandsteine vorwiegend dicht bis schwach porös (bis 12 %) und sind bezüglich ihrer Reserven und ihres Beitrages zur Gesamtproduktion vernachlässigbar. Einzig im Raum Oberaustall Ost werden Porositäten bis 18% und Luftdurchlässigkeiten bis 138 mD registriert. Hier stellt der EOS E auch ein Gutteil des Reservoirs dar.

2.2.2. EOS D

Der EOS D stellt den nach dem EOS B am weitesten verbreiteten und vom lagerstättentechnischen Standpunkt zweitwichtigsten Horizont im Großraum Oberaustall-Sattledt-Steinhaus dar. Nahezu feldeweit liegend wie hangend von Cerithien Schichten begrenzt, repräsentiert der EOS D - abhängig vom Ort des Antreffens innerhalb der Lagune - entweder die Füllung eines Gezeitenkanals oder den Bereich der Foreshore (siehe EOS B).

Die Mächtigkeiten des EOS D schwanken zwischen 0,50 und 5 m (netto 0–3,60 m), die Porositäten reichen von 12–22% (im Durchschnitt 16 %) und die Durchlässigkeiten variieren zwischen 12 und 394 mD.

2.2.3. EOS C

Dieser nur im Feld Sattledt vorhandene Sandstein umfaßt 0,20–3 m (netto 0 - 2,50 m), wurde im marinen Küstenbe-

reich abgelagert und ist faziell mit dem EOS B vergleichbar (siehe diesen). Unterlagert wird der EOS C durchwegs von Cerithien Schichten bzw. deren lateralem Äquivalent in Form von Mud Flats. Hangend finden sich entweder ähnliche Tone wie im Liegenden oder aber ein tonig-siltiger Sandstein der direkt in den EOS B überleitet. In etlichen Bohrungen (z. B. Sat 20, 22, 23) wäre daher vom lagerstättentechnischen Standpunkt eine Trennung von EOS C und B nicht erforderlich, sie wird jedoch aus Gründen der Konsequenz durchgeführt. Lediglich in Sat 19 wurde kein EOS C ausgeschieden, obwohl anzunehmen ist, daß der tiefste Teil des hier durchgehend porösen EOS B lateral mit dem EOS C in Verbindung steht.

Die Porositäten des EOS C liegen zwischen 12 und 22 (im Durchschnitt 15%), die Permeabilitätswerte für Luft betragen 1–85 mD.

2.2.4. EOS B

Der EOS B stellt mit seiner feldsweiten Verbreitung von 2–6,40 m brutto (netto 0–6,10 m) den volums- und produktionsmäßig mit Abstand wichtigsten Horizont der Region dar. Es handelt sich dabei um einen im Küstenbereich abgelagerten Sandstein. Dieser verfügt, ähnlich wie auch der EOS C und z. T. D, infolge kleinräumiger und wiederholter Fazieswanderungen in den meisten Bohrungen über Sedi-mentstrukturen sowohl der Upper Foreshore = Gezeitenbereich (mittel- bis grobkörnig, ±strukturlos bis laminiert, fein- bis dickwandige Schalenreste, häufig horizontale bis vertikale Spuren von *Ophiomorpha* = der heutigen *Callianassa* ähnlicher Krebs) wie auch der Lower Foreshore = Gebiet ständiger Wasserbedeckung (mittel- bis feinkörnig, seltener grobkörnig, zumeist tonreicher, stark bioturbiert). Im Hangenden geht der EOS B in den südwestlich und zentral gelegenen Bohrungen entsprechend der paläogeographischen Situation in einen flachmarinen Sandstein mit Lithothamniengrusführung über (siehe EOS A).

Die Porositäten des EOS B reichen von 11–22% (im Durchschnitt 17,4%), die Permeabilitäten von 3–1068 mD (durchschnittlich wenige 100 mD).

2.2.5. EOS A

Die Verbreitung des als EOS A ausgeschiedenen Horizonts ist mit jener des EOS B praktisch deckungsgleich, ausgenommen das Gebiet nördlich der Bohrungen Sths 5 und 6 wo nur mehr der EOS B vorhanden bzw. der EOS A nicht mehr abtrennbar ist. Beim EOS A handelt es sich fast durchwegs um eine flachmarin-lagunäre Weiterentwicklung des EOS B mit - je nach Entfernung von Lithotham-nien "riff" im Raum Eberstolz - unterschiedlichem Anteil von Lithothamnienschstücken.

²⁾ Netto(schichtmächtigkeit) = poröser Anteil eines Sandsteins

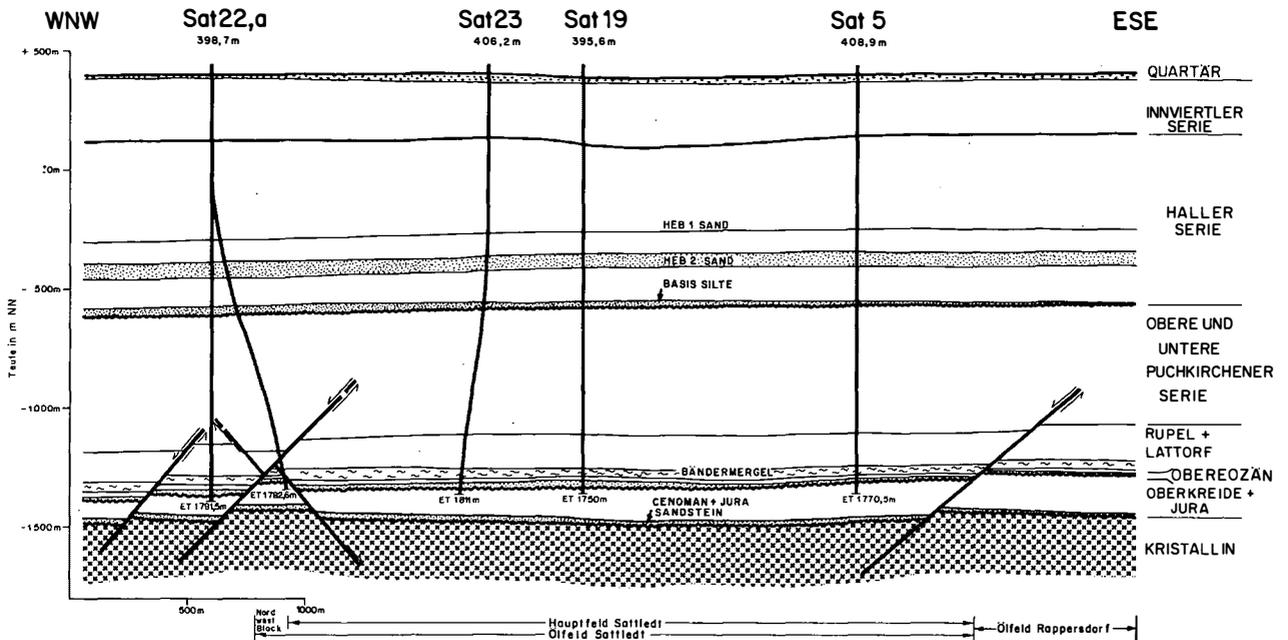


Abb. 4:
Geologisches West-Ostprofil über die Lagerstätten Sattledt und Rappersdorf

Dieser und damit das erhöhte Karbonatangebot zeichnen für die weitgehende Dichtheit des 0,20–3,60 m mächtigen EOS A verantwortlich. In etlichen südwestlichen Bohrungen (z. B. Sat 13, Ob 1) geht der EOS A zur Gänze oder teilweise in massiven Lithothamnienkalk(sandstein) über. In weiten Teilen von Sattledt geht der EOS A unmittelbar aus dem EOS B hervor, sodaß eine Trennung der beiden Horizonte nicht zwingend erscheint. In den östlichen Bohrungen von Sattledt und Oberaustall Ost schiebt sich jedoch eine bis mehrere dm mächtige Tonlage, die - infolge der Küstennähe - auch kohlige Substanz (z. B. Sat 2 und 4) führen kann, zwischen die beiden Sande. Auch ist der Südosten von Sattledt und Oberaustall Ost neben den beiden Bohrungen Sths 2 und 5 das einzige Gebiet mit Porositäten in EOS A.

Die Nettoschichtmächtigkeiten liegen zwischen 0 und 1,70 m, die Porositäten reichen von 9–22% (im Durchschnitt 16%), die Luftdurchlässigkeiten von 3–239 mD (i. a. unter 100 mD).

2.3. Tektonisches Bild

Während des Oligozäns setzte sich die im Eozän eingeleitete, durch die Last der von Süden nach Norden vorrückenden alpinen Decken bedingte asymmetrische Absenkung des Molassebeckens fort. Hand in Hand damit ging die Bildung zahlreicher, im wesentlichen West-Ost-streichender Zerrungsbrüche antithetischer wie synthetischer Natur. Diese sind - wie in weiten Teilen der Molassezone - im Gebiet Oberaustall-Sattledt-Steinhaus teils für sich, teils in Kombination mit Faziesänderungen der Trägergesteine

als Kohlenwasserstofffallen wirksam (NACHTMANN & WAGNER, 1987).

Aus Logkorrelationen wie aus Seismiklinien ist erkennbar, daß sich der beträchtlichere Teil der Bruch­tätigkeit im (tieferen) Rupel und in der Zeit der Unteren Puchkirchener Serie abgespielt hat. Brüche jüngeren Datums (d. h. Zeit der Oberen Puchkirchener Serie) sind seltener, die Basis der Haller Serie wird nach seismischem Befund im beschriebenen Gebiet von keinem Bruch erreicht oder versetzt (Abb. 4).

Die von Süden nach Norden in mehreren Kulissen hintereinander angeordneten Felder Oberaustall West und Ost, Sattledt, Rappersdorf, Steinhaus, Steinhaus Nord und Nordwest sind mit Ausnahme des letztgenannten durchwegs von mehreren Brüchen geprägt (Abb. 5). Feldeintern bewirken Brüche jedoch nur in Sattledt eine blockweise Unterteilung der Lagerstätte: der im Nordwesten des Feldes, die Bohrungen Sat 10-22a-20 und (bedingt) Sat 8 umfassende horstartig herausgehobene Block weist im Laufe der produktionstechnischen Feldesgeschichte ein vom Hauptfeld wesentlich abweichendes Druckgefüge auf, das - da sedimentologisch unbegründet - nur tektonisch bedingt sein kann. Etliche weitere Brüche mit kartierbaren Sprunghöhen bis zu mehreren Zehnermetern finden sich in Sattledt und Steinhaus. Eine Beeinträchtigung des Lagerstättenflusses durch diese oder noch kleinere - seismisch und geologisch nicht erfaßbare - Verwerfungen scheint nirgends gegeben. Aufgrund der jeweils nur wenige Meter mächtigen Eozänsandsteine würde ein geringfügiger Versatz zwar schon für eine Unterbrechung der

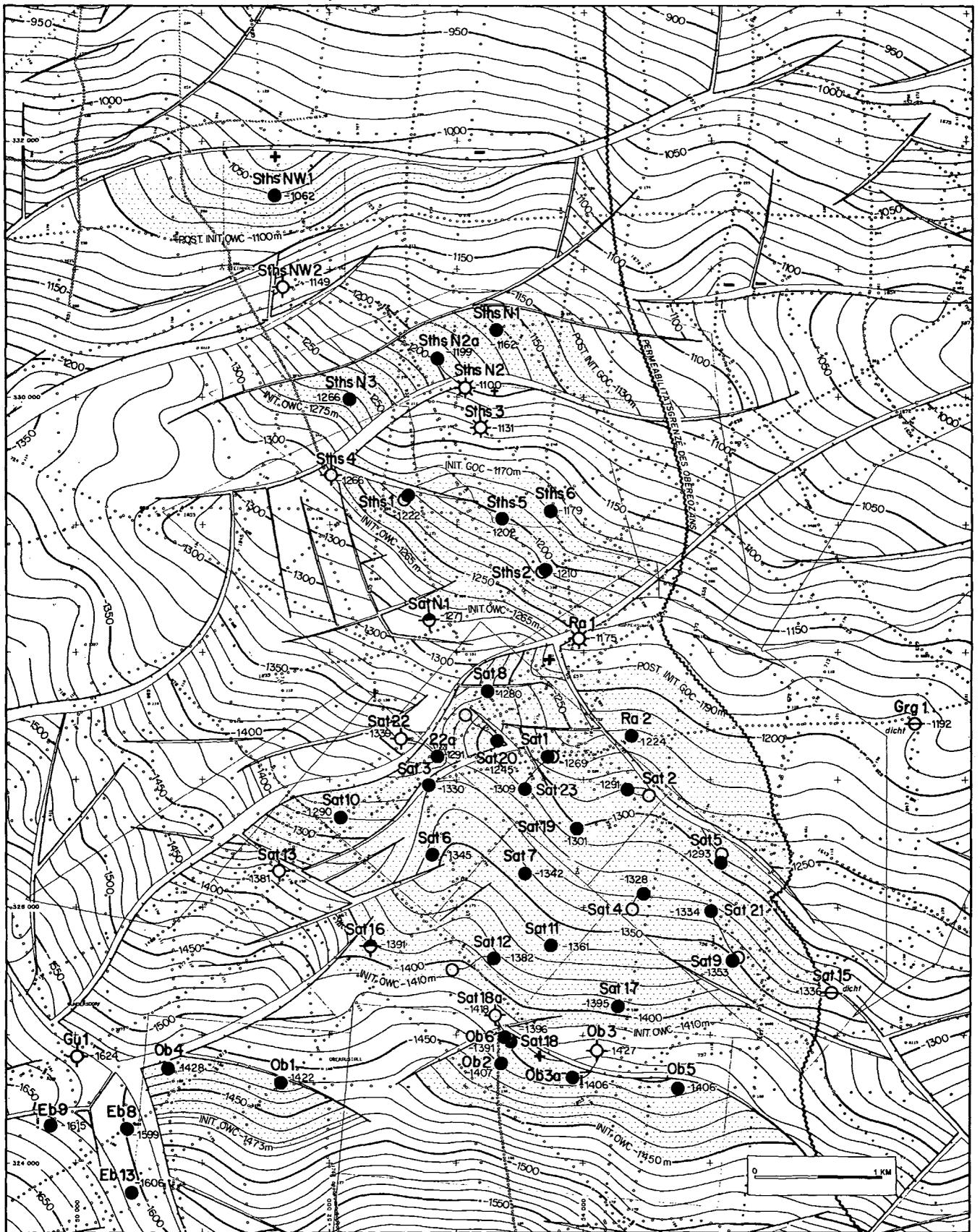


Abb. 5:
Strukturkarte der Eozänoberkante (Teufen in m NN)

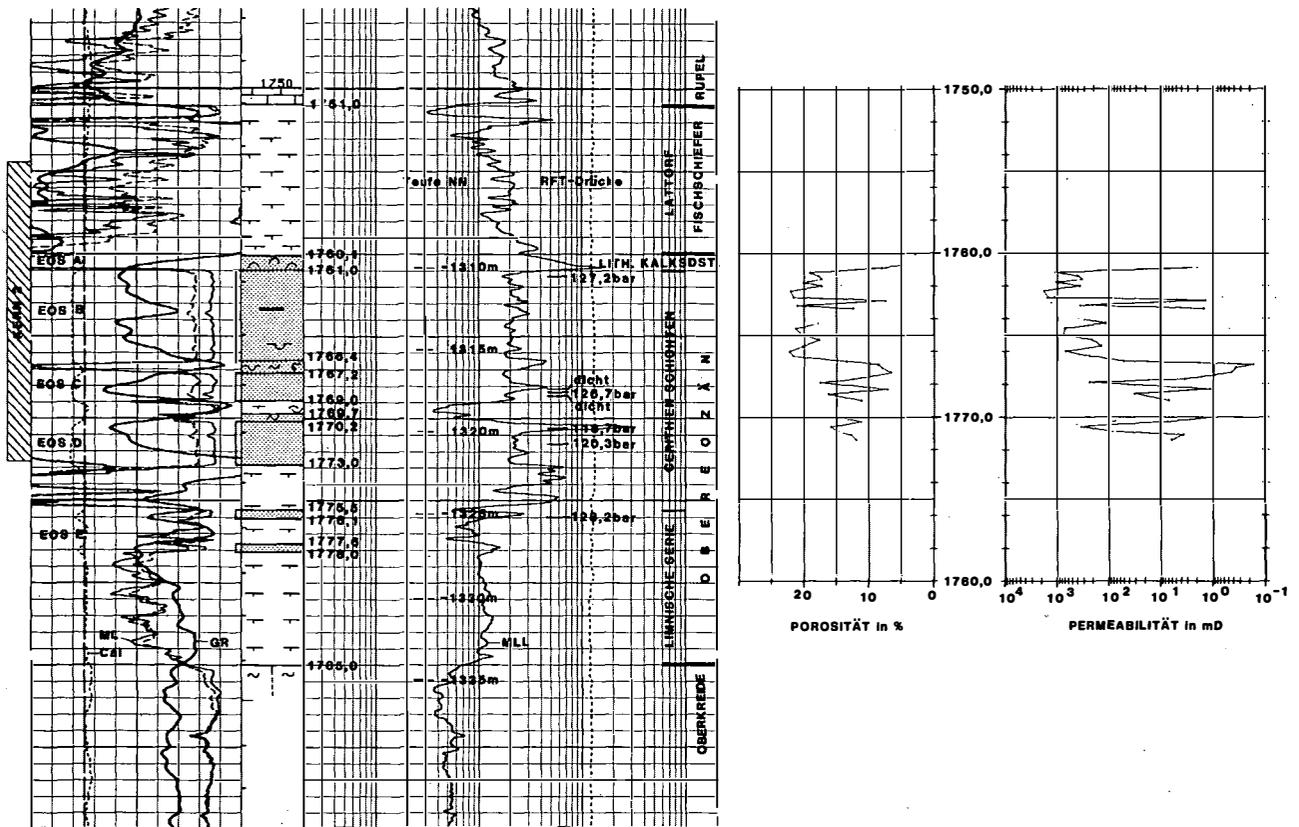


Abb. 6:

Geologische und petrophysikalische Datenübersicht am Beispiel von Sat 23: geologische Informationen stammen von Kern und Schlumbergermessungen; Porosität und Permeabilität stellen Laborwerte von Kernplugs dar.

Kommunikation ausreichen, er würde aber auch bewirken, daß ein Sandsteinhorizont über diesen Bruch miteinander in Kontakt kommen kann.

Obwohl von der sedimentologischen Anlage her zumindest die Horizonte EOS A+B+C und D sowie E feldesweit durch tonige Zwischenlagen getrennt sind (Abb. 6), verfügen sie nicht nur über einen einheitlichen Öl-Wasserkontakt sondern - wie aus den RFT-Drücken³⁾ in Sat 19, 20 und 23 hervorgeht - auch über ein einheitliches Druckgefüge. Dieses ist sicherlich vorrangig auf die oben erwähnten Bruchkontakte zurückzuführen, wurde aber durch die langjährige Praxis, alle porösen Lagen einer Bohrung gleichzeitig zu perforieren, noch unterstützt.

2.4. Lagerstättenbildung

Als Muttergestein für die eozänen Kohlenwasserstoffe kommt am wahrscheinlichsten der Lattorf-Fischschiefer in Frage (KOLLMANN & MALZER, 1980), der seine

Maturität nicht im Vorland, sondern, infolge der erhöhten Überlastung durch die alpinen Decken, erst unter diesen erreicht haben soll.

Die Ölgene und damit das Einsetzen der Migration wird nach unpublizierten Arbeiten mit nicht früher als jüngstes Eger = höchste Obere Puchkirchener Serie angesetzt. Das heißt, die Migration erfolgte erst zu einem Zeitpunkt, als das oligozäne Bruchnetz in seiner heutigen Form bereits mehr oder weniger fertig angelegt war.

Grundsätzlich ist bei fast allen Strukturen in Sattledt eine Migration bis praktisch rezent möglich, lediglich im Feld Rappersdorf scheint die reservoirgeologische Situation eine früher als spätoligozäne Migration zu erfordern: diese ringsum von dichten Brüchen bzw. der regionalen Verdonnungslinie der Eozänsandsteine begrenzte Öllagerstätte mit Gaskappe weist keinen Aquifer auf und ist von der etwas untersättigten Öllagerstätte Sattledt durch einen bis spätoligozän wirksam gewesenen und dichten NNW-SSE-streichenden Syntheter getrennt. Im Falle einer jünger als oberoligozänen Migration gibt es in Rappersdorf kaum eine plausible Erklärung dafür, auf welchem Weg das Öl eingewandert und wohin das primär vorhanden gewesene Formationswasser verdrängt worden sein könnte. Bei einer früher als spätoligozänen Migration hingegen be-

³⁾ RFT-Druck = punktförmige Messung des Lagerstättendruckes mittels "Repeatable Formation Tester" (= am datenübertragenden Kabel im Bohrloch hinabgelassenes Gerät) der Fa. Schlumberger

steht die Möglichkeit, daß Rappersdorf und Sattledt ursprünglich als eine Struktur angelegt und spätoligozän, d. h. bereits nach erfolgter Ölmigration und Lagerstättenbildung, durch den jungen Syntheter voneinander getrennt worden sind. Bei einer rekonstruierten Rückführung des Syntheters zeigt sich, daß bei Gültigkeit des derzeit angenommenen Gas-Öl-Kontaktes von Rappersdorf im Feld Sattledt lediglich der nördlichste Zwickel zwischen Sattledter Nord- und Rappersdorfer Westbegrenzung sowie der -1230 bis -1240 m Isohypsen im Bereich der ursprünglichen, möglicherweise gemeinsamen Gaskappe zu liegen kommt. Dies steht nach bisherigen Erkenntnissen nicht im Widerspruch zur lagerstättentechnischen Situation in Sattledt, sodaß Rappersdorf hinsichtlich der Möglichkeit einer früher als spätoligozänen Migration ein Schlüsselbeispiel für die gesamte oberösterreichische Molasse darstellen könnte.

Während die beiden Oberaustall-Lagerstätten jeweils bis zum Spill Point⁴⁾ mit Öl gefüllt waren, trifft dies - außer im Sonderfall Rappersdorf - in den anderen Lagerstätten des interessierenden Raumes nicht zu.

Hinsichtlich des Sättigungsgrades der Lagerstätten gilt, daß Oberaustall West und Ost sowie Sattledt und wahrscheinlich Steinhaus Nordwest untersättigt sind, während Rappersdorf, Steinhaus und Steinhaus Nord mit ihren initialen Gaskappen gesättigt sind.

3. Sedimentpetrographische Beschreibung

3.1. Gesteinszusammensetzung

Die fast durchwegs als Subarkosen ansprechbaren Sandsteine verfügen neben den zumeist undulösen oder polymorphen Quarzen über einen wechselnden Feldspatgehalt bis zu 40%. Zusätzlich findet sich ein wechselnder Anteil an Hell- und Dunkelglimmer und als Accessorien sind Glaukonit, nicht weiter zugeordnete Gesteinstrümmer (rock fragments) sowie Zirkon und bisweilen Erze (überwiegend Pyrit) vertreten. Karbonat tritt nur in Form von Calcitcement oder als Fossilreste auf: Rotalgenbruchstücke, Schalenfragmente, Foraminiferen, selten Einzelkorallen.

Die Sandsteine sind vorrangig mittel- bis grobkörnig, seltener feinkörnig, mäßig sortiert, häufig liegen zwei Korngrößenmaxima vor, mit eckigen bis kantengerundeten Komponenten. Der geringe Rundungsgrad sowie die vielfach vollkörperliche Erhaltung der Kalifeldspäte und das relativ häufige Vorhandensein von nahezu idiomorphen Zirkonkörnern sind deutliche Hinweise auf einen nur

sehr kurzen Transportweg von einem (gneis)granitischen Liefergebiet (Böhmische Masse) zum Ort der Ablagerung.

3.2. Bindemittel und Porosität

Unabhängig von der Korngröße lassen praktisch alle Dünnschliffe ein korngestütztes Gefüge erkennen, dessen Zwickel und Porenräume ursprünglich mit feinkörniger, vorwiegend toniger Matrix sedimentärer Herkunft erfüllt waren. Der heute vorliegende Tonmineralbestand im Eozän weist eine starke Dominanz von Kaolinit auf, gefolgt von Illit und untergeordnet Chlorit. In den dichter gepackten feinkörnigen Abschnitten sind die plastischeren Glimmer häufig zwischen den harten Quarz- und Feldspatkörnern regelrecht verquetscht und wirken lokal auch als Bindemittel.

Im EOS A ist feinkristalliner Calcit das überwiegende Bindemittel. In den Sanden EOS B - E tritt Calcitcement selbst im Schliffbereich nur lokal und vereinzelt auf. Fallweise ist eine graduelle "Calcitisierung" des tonigen Bindemittels zu beobachten. Ein dermaßen geringer Karbonatgehalt wird auch durch Säurelöslichkeitsbestimmungen an Kernbruchstücken aus mehreren Bohrungen bestätigt. Es kann jedoch angenommen werden, daß ein Gutteil der heute vorliegenden intergranularen Porositäten von bis zu 24 Volumsprozent des Gesteins auf frühdiagenetisch gebildeten und dann spätdiagenetisch gelösten Calcit zurückzuführen ist.

Die vor allem bei größeren Kalifeldspatkörnern, aber auch zahlreichen Biotiten bevorzugt entlang den Spaltbarkeiten auftretenden, alle Stadien, von gerade beginnend bis zur totalen Auflösung bzw. partiellen Umwandlung in Tonminerale, durchlaufenden Zersetzungsercheinungen sind Ursache für intragranulare Porositäten. Diese sind von ihrem Umfang her jedoch nur von geringer Bedeutung.

Absolut keine Porositäten liegen in den wenigen matrixgestützten Sandabschnitten mit viel tonig-siltigem Bindemittel vor.

4. Reservoircharakteristik

Auf der geologischen Korrelation und Unterteilung der Eozänsandsteine aufbauend wurden die zur petrophysikalischen Beschreibung der Lagerstätten erforderlichen Parameter ermittelt.

4.1. Porosität (\emptyset)

Aus Kernen wurde für die einzelnen Horizonte eine Durchschnittsporosität nach der Formel

$$\emptyset = \frac{\sum \emptyset_n \cdot h_n}{h}$$

⁴⁾ Spill Point = Überlaufpunkt, d. h. eine mit Öl/Gas randvoll gefüllte Struktur ist nicht mehr aufnahmefähig und zumigrierendes Öl/Gas wandert weiter

ermittelt, wobei "n" die Anzahl der vorhandenen Einzelwerte und "h" die Gesamtnettomächtigkeit je Horizont bedeutet. In Bohrungen mit Porositätslogs wurde mit deren Hilfe eine Durchschnittsporosität je Horizont errechnet, die häufig um zwei bis drei Prozentpunkte über dem entsprechenden Kernwert liegt.

Für die $\emptyset.h.(1-S_w)$ -Karten wurde für \emptyset grundsätzlich der Kernwert oder, falls kein solcher vorhanden, ein in Analogie zu gekernteten Nachbarbohrungen fallweise geringfügig modifizierter Logwert verwendet.

Als cut-off-Porosität⁹⁾ wurde anhand der durch die Punktwolke des Plots k_{Luft} versus \emptyset (aus Kernen) führenden Idealgeraden bei einer Durchlässigkeit von 1 mD eine Porosität von 9% fixiert (Abb. 7).

Die Nettoschichtmächtigkeiten, d. h. die porösen und produzierbaren Sandabschnitte, wurden in Abstimmung der Kerne mit den Logs, hier vor allem dem Mikrollog/Mikrolaterolog festgelegt. Allfällige Diskrepanzen zwischen den Kern- und Logmächtigkeiten halten sich innerhalb enger Grenzen, sodaß die verwendeten Nettoschichtmächtigkeiten \pm nicht variabel sind.

4.2. Permeabilität (k)

Nahezu allen Porositätseinzelwerten aus Kernen steht ein Durchlässigkeitswert gegen Luft gegenüber. Die lagenweise Durchschnittspermeabilität wurde analog der Formel für die Porosität errechnet. Da der Plot k_{Luft} versus \emptyset (Abb. 7) für eine vorgegebene Porosität eine Permeabilität in einer Bandbreite von bis zu drei Zehnerpotenzen zuläßt (z. B. bei $\emptyset = 15\%$ liegt k zwischen 3,5 und 220 mD), konnte dieser Plot zur Ableitung der Permeabilität bei nicht gekernteten Bohrungen nicht verwendet werden. In solchen Fällen wurde, soweit möglich, ein von ansonsten vergleichbaren Nachbarbohrungen genomener k-Wert verwendet, oder aber die Bohrung bei der Erstellung der k.h-Karte nicht berücksichtigt.

Aus der graphischen Darstellung der Kernporositäten und -permeabilitäten geht hervor, daß die Sandsteine fast durchwegs mehr oder minder inhomogen sind. Eine Feinkorrelation einzelner hochpermeabler und somit als Fließwege bevorzugter Lagen innerhalb eines EOS-Körpers von einer Bohrung zur nächsten ist somit praktisch kaum möglich.

⁹⁾ Cut off Porosität = jene Mindestporosität, ab welcher meßbare Fließbewegungen des Lagerstätteninhaltes (Gas, Öl, Wasser) erfolgen.

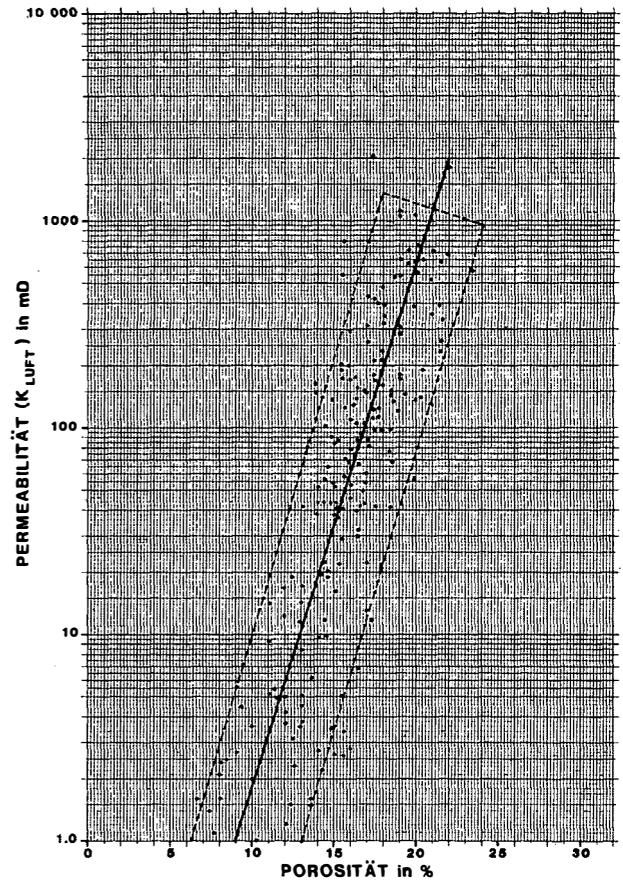


Abb. 7:
 k_{Luft} versus \emptyset Plot für den EOS B im Feld Sattledt

4.3. Wassersättigung (S_w)

Nur von einem relativ geringen Anteil der Kernproben liegen S_w -Bestimmungen vor. Wassersättigungen nach Logs stellen, ähnlich der Porosität, für die jeweilige Lage gültige Durchschnittswerte dar. Während die Logwerte in kohlenwasserstoffführenden Bereichen mit den Kernwerten gut übereinstimmen bzw. etwas höher liegen, sind gravierende Unterschiede häufig bei dünnen Lagen (wenige dm mächtig, häufig stark vertont) zu beobachten, wo die Logs infolge schichtmächtigkeitsbedingter Auflösungs-schwierigkeiten wesentlich höhere Wassersättigungen anzeigen als Kerne.

Für die Erstellung der $\emptyset.h.(1-S_w)$ -Karten wurde für S_w der mit den jeweiligen Kerndaten bzw. den Erkenntnissen aus vergleichbaren Bohrungen abgestimmte Logwert verwendet. In Einzelfällen wurde im EOS E für S_w der Erfahrungswert 0,60 angenommen.

4.4. Öl-Wasserkontakte (OWC)

Als Öl-Wasserkontakt gilt die horizontale Berührungsfläche von Öl- und Wasserführung innerhalb eines Speichergesteins. Auf Strukturkarten bezeichnet man die parallel zu den Isohypsen verlaufende Schnittlinie der Oberkante

eines solchen Trägers mit dem Wasserspiegel als äußeren und die Projektion der Schnittlinie der Unterkante als inneren OWC. Mit zunehmender Förderung aus einer Lagerstätte wandert ein initialer (äußerer wie innerer) OWC strukturaufwärts (= sekundärer OWC) da zufolge der Druckentlastung im Bereich der Ölführung Wasser aus dem expandierenden Aquifer nachdrängt. Bei entsprechender Ausdehnung und größerem Volumen des Aquifers kommt es zu einem - zumeist erwünschten - Schubmechanismus, dem Wassertrieb.

In den Feldern Sattledt und Steinhaus sind die OWCs durch Bohrungserkenntnisse (tiefste Ölführung - höchstes Wasser) fast auf den Meter genau fixierbar, für die ungefähre Lozierung des OWC in Steinhaus Nord ist das Förderverhalten der als ölführend erbohrten Sths N 3 maßgeblich. In Steinhaus Nordwest wird der initiale OWC etwa in der Mitte zwischen der ölführenden Sths NW 1 und der verwässerten Folgebohrung Sths NW 2 angenommen.

In den Feldern Oberaustall Ost und West waren alle Bohrungen initial ölführend, sodaß der Verlauf der beiden, nicht identischen OWCs durch Rückrechnung der bisherigen Kumulativförderung auf das jeweils originale Oil in Place gewonnen wurde. Aufgrund der derzeitigen Darstellung der Bruchverläufe stellen die beiden Oberaustall-OWCs die stratigraphisch nahezu tiefste Möglichkeit dar.

In Feldern mit mehr als einem produktiven Ölhorizont, das ist unter anderem Sattledt und Oberaustall Ost, wurde aufgrund der Kern- und Logdaten sowie jeweils vergleichbarer RFT-Drücke in Sat 19, 20 und 23 ein für alle Horizonte einheitlicher OWC angenommen. Lediglich in Steinhaus scheint der EOS D einen individuellen und um einige Meter tieferen OWC als der Hauptträger EOS B zu haben. Gestützt wird diese Annahme durch die kurzfristige Ölförderung aus dem EOS D in Sat N 1, während die übrigen Tests in dieser Bohrung Wasserzufluß mit Ölspuren erbrachten.

Infolge des strukturellen Einfallens des Eozäns in den jeweiligen OWC-Bereichen von größenordnungsmäßig ca. 5° und der dortigen Gesamtmächtigkeit der Schichtpakete vom Top des höchsten bis zur Basis des tiefsten Netto von nicht mehr als 10 m (z. B. Sat 17) beschränkt sich die initiale Fläche zwischen dem äußeren und inneren OWC auf einen jeweils sehr schmalen, vom initialen äußeren OWC weniger als zehn Meter strukturiert höher reichenden Streifen und ist vom lagerstättentechnischen Standpunkt vernachlässigbar.

4.5. Gas-Ölkontakte (GOC)

Die Existenz von primären Gaskappen in den Feldern Rappersdorf, Steinhaus und Steinhaus Nord ist einerseits durch Bohrergergebnisse (Ra 1, Sths 3) belegt, und anderer-

seits aus dem Förderverlauf einzelner Bohrungen (Sths 6, Sths N 1) ableitbar. Hinsichtlich der Lozierung des jeweiligen Gas-Ölkontaktes gilt:

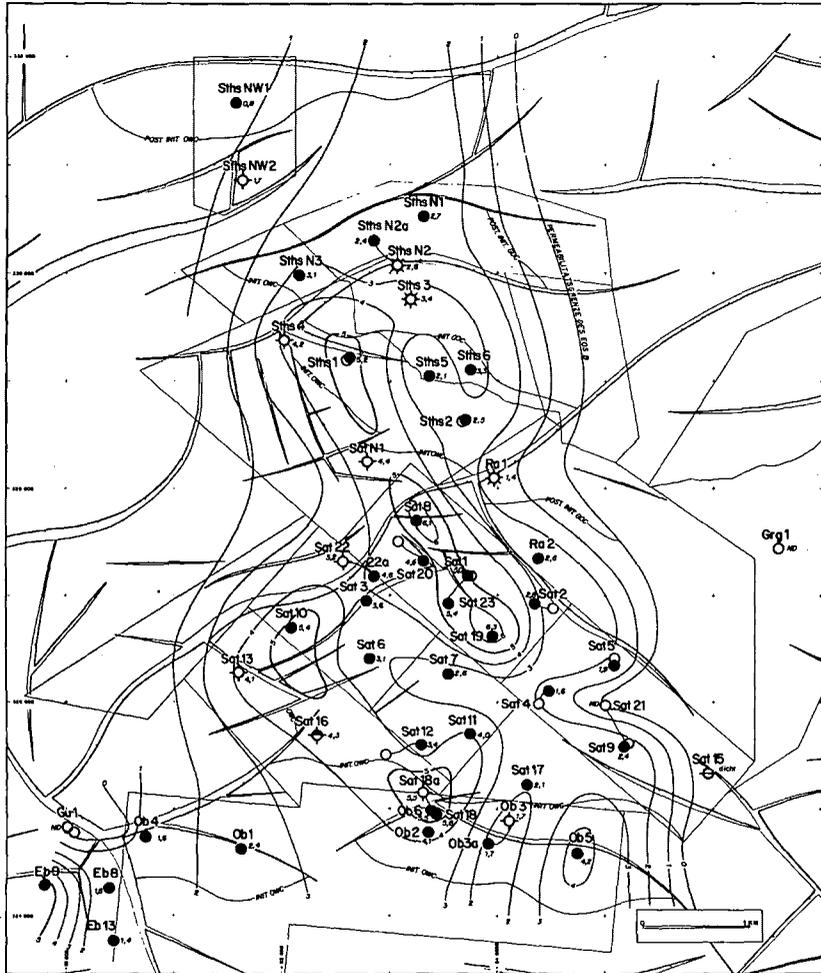
- Rappersdorf: Ra 1 hat Gas und Ra 2 Öl angetroffen, der GOC bei -1190 m NN ist ein angenommener, auf dessen wahren Verlauf derzeit aus dem Förderverhalten von Ra 2 (Ra 1 dient der Druckbeobachtung) nicht geschlossen werden kann.
- Steinhaus: mit -1170 m NN wurde der initiale GOC ursprünglich einfach auf halbem Wege zwischen der ölführenden Sths 2 und der gasführenden Sths 3 angesetzt. Der in Sths 3 beobachtete Druckverlauf in der Gaskappe sowie der Förderverlauf in Sths 6 (z. T. freie Gasproduktion) lassen auf eine Expansion der Gaskappe schließen. Dadurch kommt der sekundäre GOC bereits bei etwa -1180 m NN zu liegen.
- Steinhaus-Nord: aufgrund der initialen Ölführung in Sths N 1 bei -1162 m NN wurde in Analogie zur Existenz einer Gaskappe in Steinhaus ein möglicher GOC bei -1130 m NN angenommen. Mittlerweile weist aber die Förderungsgeschichte von Sths N 1 auf Produktion von freiem Gas hin, woraus geschlossen werden kann, daß der initiale GOC näher bei der Sonde, d. h. strukturtiefer gelegen haben könnte.

4.6. Aquifer und Wassertrieb

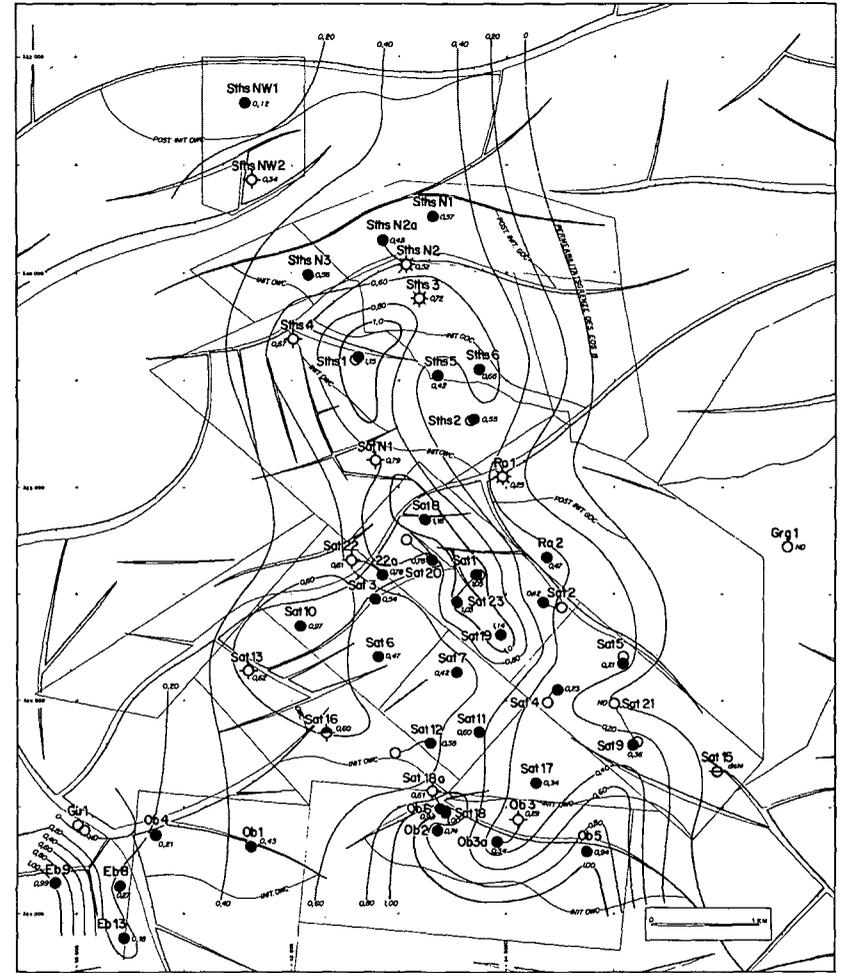
Aus der regionalen Verbreitung der Eozänsandsteine und der Konfiguration des oligozänen Bruchnetzes ergibt sich, daß ein mehrere km² großer Aquifer lediglich im Raum südlich von Oberaustall vorliegt.

In Rappersdorf ist derzeit keine Wasserführung bekannt und das Feld hat aufgrund seiner allseitigen Begrenzung keinerlei Verbindung zu einem Aquifer. Für die Felder Sattledt, Steinhaus und Steinhaus Nord bieten sich im Vergleich zu deren ölführenden Flächen nur sehr geringe Aquiferausdehnungen an, während Steinhaus Nordwest angesichts seiner Feldesgröße wiederum einen relativ großen Aquifer im Südosten und Südwesten aufweist.

In der Produktionsgeschichte und der daraus ablesbaren Wirksamkeit eines Wassertriebes in jedem der Felder spiegeln sich die Erkenntnisse aus der Aquiferverteilung deutlich wider: partieller Wassertrieb herrscht in Oberaustall West und Ost, geringfügiger in Sattledt und partiell, d. h. von Westen wirksamer in Steinhaus und Steinhaus Nord. In Steinhaus Nordwest läßt die geringe Gesamtfördermenge bislang keine Rückschlüsse auf einen allfälligen Wassertrieb zu.

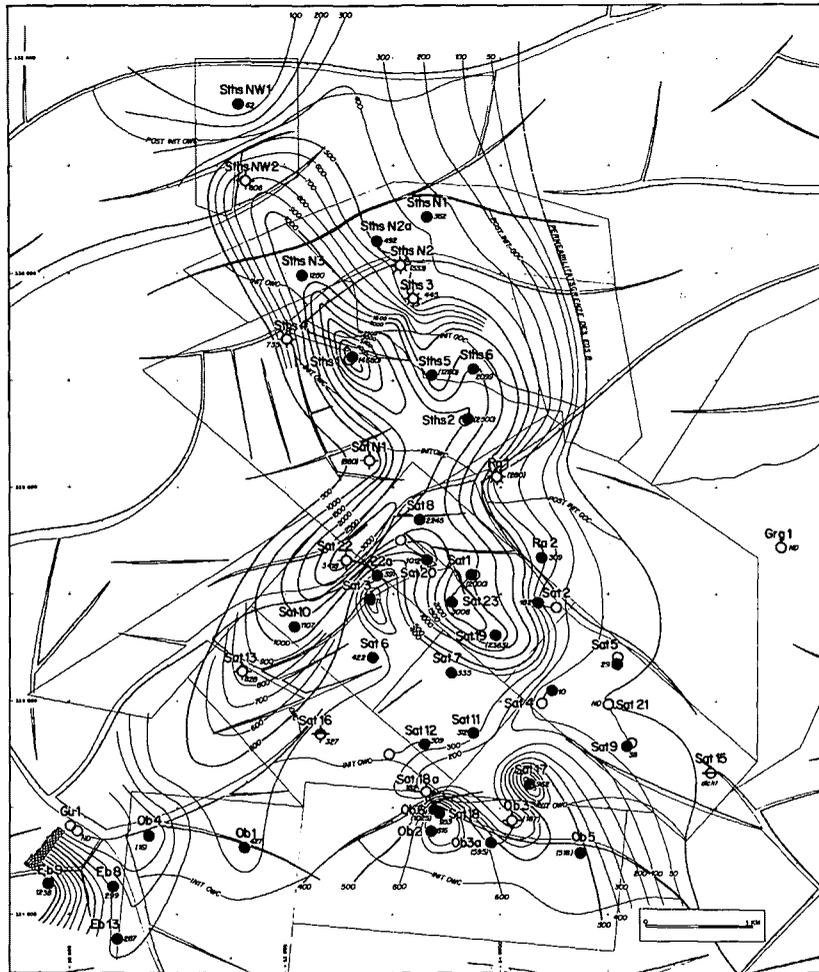


a

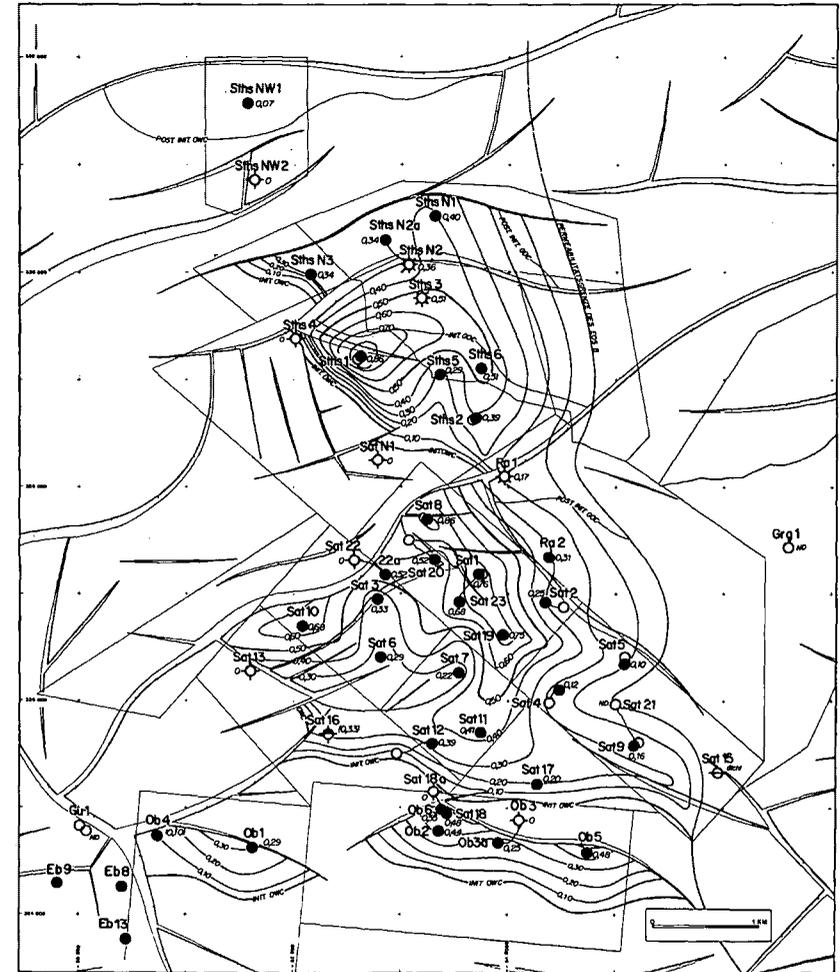


b

Abb. 8



c



d

Abb. 8:

Lagerstättenkarten des EOS B: a = Nettoisopachen (m), b = $\varnothing.h \left(\frac{\% \cdot m}{100} \right)$, c = k.h (mD.m), d = $\varnothing.h \cdot (1 - S_w)$

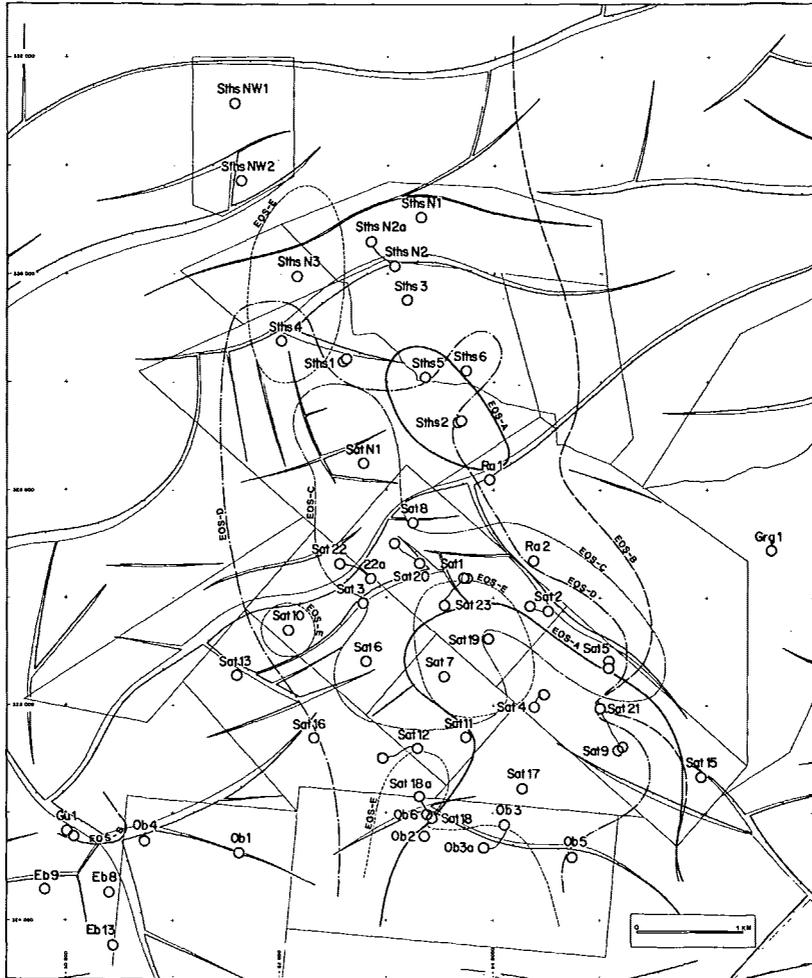


Abb. 9:
Verbreitungsübersicht der porösen EOS-Sande

5. Praktische Umsetzung der gewonnenen Erkenntnisse

Basierend auf der detaillierten Erfassung des Eozäns im Raum Oberaustall - Sattledt - Steinhaus wurden die lagerstättenbeschreibenden Parameter Nettoschichtmächtigkeit, Porosität, Permeabilität und Wassersättigung in Form von Nettisopachen, $\emptyset.h.$ -, $k.h.$ - und $\emptyset.h.(1-S_w)$ -Karten für jeden einzelnen Sandsteinhorizont dargestellt (Abb. 8). Während die drei erstgenannten Karten jeweils Aussagen zur faziellen Entwicklung und Ausdehnung des jeweiligen Sandsteines machen, spiegeln die $\emptyset.h.(1-S_w)$ -Karten die Größenordnung des öl/gaserfüllten Porenvolumens wider. Abb. 9 weist die Grenzen aus, innerhalb derer die einzelnen EOS-Sande porös ausgebildet und somit von Lagerstätteninteresse sind.

Das erklärte Ziel einer jeden lagerstättengeologischen Bearbeitung eines Öl- oder Gasfeldes ist es, mit dem detaillierten Wissen um die Verteilung der einzelnen seismischen, geologischen, petrophysikalischen, lagerstätten-

und fördertechnischen Daten innerhalb des Feldes ein bestmögliches Verstehen der historischen Abläufe zu gewährleisten und weiters eine geeignete Entscheidungsgrundlage zum künftigen Setzen der wirtschaftlichsten Schritte zur bestmöglichen Entölung einer Lagerstätte zu schaffen. Zu derartigen Maßnahmen zählt das Lozieren weiterer Förder- und/oder Flutsonden genauso wie Überlegungen über Komplettierungsvarianten in bestehenden Bohrungen, um durch gezieltere Förderung aus oder Injektion von Wasser oder allenfalls auch von CO_2 oder Polymeren in Teilbereiche der Lagerstätte eine möglichst hohe Ausbeute zu erlangen.

Mit einer Gesamtförderung von etwas mehr als einer Million Tonnen Rohöl aus den beschriebenen Feldern halten wir gegenwärtig - je nach Feld - bei einem Ausbeutefaktor von etwa 6 bis 32 %. Unter günstigen Voraussetzungen sollte eine Ausbeute von bis zu 40% des initialen Oil in Place möglich sein.

Danksagung

Vorliegende Arbeit stellt den geologischen Teil einer in der Lagerstättenabteilung der Rohöl-Aufsuchungs GmbH interdisziplinär erarbeiteten Feldstudie dar. Bei allen an der Aufbereitung der Daten sowie Erstellung von Text und Abbildungen beteiligten Kolleginnen und Kollegen bedanke ich mich für die gute Zusammenarbeit. Weiters gilt mein Dank der Geschäftsführung der RAG für die freundliche Genehmigung zur Veröffentlichung dieses Berichts.

Literatur

KOLLMANN, K. & MALZER, O. (1980): Die Molassezone Oberösterreichs und Salzburgs. - in F. BACHMAYER (Hrsg.): Erdöl und Erdgas in Österreich, 179–201; Verlag: Naturhistorisches Museum, Wien.

NACHTMANN, W. & WAGNER, L. (1987): Mesozoic and Early Tertiary evolution of the Alpine foreland in Upper Austria and Salzburg, Austria. - *Tectonophysics*, 137, 61–76, Amsterdam.

WAGNER, L. (1980): Geologische Charakteristik der wichtigsten Erdöl- und Erdgasträger der oberösterreichischen Molasse - Teil 1: Die Sandsteine des Obereozäns. - *Erdöl-Erdgas Zeitschrift*, 96, 338–346, Hamburg/Wien.

Anschrift des Verfassers:

Dr. Wolfgang Nachtmann, Rohöl-Aufsuchungs GmbH (RAG), Schwarzenbergplatz 16, A-1015 Wien

eingereicht: 16.3.1989

angenommen: 25.3.1989