# GENESE DER ERDGASLAGERSTÄTTEN DER SÜDLICHEN DEUTSCHEN NORDSEE

Dissertation

zur Erlangung des Doktorgrades

der Naturwissenschaften im Fachbereich

Geowissenschaften

der Universität Hamburg

vorgelegt von

Mareile Glaser (geb. Massmann)

aus Hamburg

Hamburg

2001

# **INHALTSVERZEICHNIS**

		Seite
	ORWORT	
K	URZFASSUNG	2
1.	Thema und Ziel der Arbeit	3
2.	Einführung	4
	2.1 Bisheriger Kenntnisstand	4
	2.2 Konzessionserwerb / Lage des Arbeitsgebietes	7
3.	Arbeitsmethoden	9
	3.1 Geräte	9
	3.2 Durchführung	9
4.	Geschichte der Bohrtätigkeit in der südlichen deutschen Nordsee	11
5.	Paläogeographie und Fazies des Rotliegend	21
	5.1 Paläogeographische Entwicklung des Norddeutschen Beckens	21
	5.2 Faziesanalyse des Rotliegend	25
	5.3 Rezente Vergleichsbecken	29
	5.4 Zusammenfassung	32
6.	Lithologie und Stratigraphie des Rotliegend	33
	6.1 Lithologie des Rotliegend	33
	6.2 Stratigraphie des Rotliegend	41
	6.3 Sequenzstratigraphie / Korrelationskriterien	49
	6.4 Zusammenfassung	_53
7.	Speichereigenschaften der Rotliegend- und Oberkarbon-Sande	55
	7.1 Zusammenfassung	59

		Seite
8.	Genese (Migration, Maturation) und Qualität des Oberkarbongases	61
	8.1 Grundlagen der Erdöl- und Erdgas-Genese	61
	8.2 Inkohlung und ihre Beziehung zur Erdöl- / Erdgas-Genese	67
	8.3 Über die Herkunft des Stickstoffs	
	in Erdgasanreicherungen im Untergrund des Nordwestdeutschen Beckens	76
	8.4 Einfluss der Tektonik / Halokinese auf die Lagerstättenbildung	
	im Rahmen der geologischen Entwicklung des Norddeutschen Beckens	85
	8.5 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung	93
	8.6 Genese und Qualität des Gases im Arbeitsgebiet	95
	8.7 Zusammenfassung	100
9.	Zusammenfassung der Ergebnisse Beantwortung der eingangs gestellten Fragen	101
	). Erklärung der Abkürzungen	
	. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis106	
12	2. Literatur	108
Aı	nlagen (als CD-Rom):	
1)	J-16-1 - Log	
2)	SW-NE-Korrelations-Profil	
(ü	ber die Bohrungen E-1, H-18-1, H-15-2, B-2, J-13-2 und J-13-1)	
3)	NW-SE- Korrelations-Profil	
(ü	ber die Bohrungen E-1, L-3-1 und Juist Z1)	
4)	Seismisches Profil in Zeit	
(ü	ber die Bohrung E-1),	
Li	nie Nr. 790327	

Als Dissertatio	n angenommen vom Fachbereich Geowissenschaften
der Universität	
auf Grund der	Gutachten von Prof. Dr. Chr. Spaeth
	und Dr. E. Martin
Hamburg, den	08.Dez.2000
	(Datum der vorläufigen Bescheinigung)
Professor Dr.	U. Bismayer
	(Dekan des Fachbereichs Geowissenschaften)

#### **DANKSAGUNG**

Eingangs darf ich der **RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie** für die Möglichkeit und Unterstützung danken, dass ich meine Dissertation mit dem Thema "Genese der Erdgaslagerstätten der südlichen deutschen Nordsee" in ihrem Hause schreiben konnte.

Ebenso danke ich Herrn Professor Dr. Spaeth am Geologisch-Paläontologischen Institut der Universität Hamburg für seine Bereitschaft, diese Dissertation bei der RWE-DEA zu unterstützen.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Dr. Martin (RWE-DEA) für seine Betreuung und Diskussionsbereitschaft.

Darüber hinaus danke ich allen Mitarbeitern des Bereiches Aufschluss und Gewinnung (RWE-DEA), die mir mit kollegialem Entgegenkommen und vielen hilfreichen Tipps in der Bearbeitung meines Themas weitergeholfen haben.

Außerdem danke ich den Mitarbeitern der BGR in Hannover, die mich immer gerne über den neuesten Stand, z.B. zum Thema Stratigraphie, informiert haben.

# **INHALTSVERZEICHNIS**

		Seite
	ORWORT	
K	URZFASSUNG	2
1.	Thema und Ziel der Arbeit	3
2.	Einführung	4
	2.1 Bisheriger Kenntnisstand	4
	2.2 Konzessionserwerb / Lage des Arbeitsgebietes	7
3.	Arbeitsmethoden	9
	3.1 Geräte	9
	3.2 Durchführung	9
4.	Geschichte der Bohrtätigkeit in der südlichen deutschen Nordsee	11
5.	Paläogeographie und Fazies des Rotliegend	21
	5.1 Paläogeographische Entwicklung des Norddeutschen Beckens	21
	5.2 Faziesanalyse des Rotliegend	25
	5.3 Rezente Vergleichsbecken	29
	5.4 Zusammenfassung	32
6.	Lithologie und Stratigraphie des Rotliegend	33
	6.1 Lithologie des Rotliegend	33
	6.2 Stratigraphie des Rotliegend	41
	6.3 Sequenzstratigraphie / Korrelationskriterien	49
	6.4 Zusammenfassung	_53
7.	Speichereigenschaften der Rotliegend- und Oberkarbon-Sande	55
	7.1 Zusammenfassung	59

		Seite
8.	Genese (Migration, Maturation) und Qualität des Oberkarbongases	61
	8.1 Grundlagen der Erdöl- und Erdgas-Genese	61
	8.2 Inkohlung und ihre Beziehung zur Erdöl- / Erdgas-Genese	67
	8.3 Über die Herkunft des Stickstoffs	
	in Erdgasanreicherungen im Untergrund des Nordwestdeutschen Beckens	76
	8.4 Einfluss der Tektonik / Halokinese auf die Lagerstättenbildung	
	im Rahmen der geologischen Entwicklung des Norddeutschen Beckens	85
	8.5 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung	93
	8.6 Genese und Qualität des Gases im Arbeitsgebiet	95
	8.7 Zusammenfassung	100
9.	Zusammenfassung der Ergebnisse Beantwortung der eingangs gestellten Fragen	101
	). Erklärung der Abkürzungen	
	. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis106	
12	2. Literatur	108
Aı	nlagen (als CD-Rom):	
1)	J-16-1 - Log	
2)	SW-NE-Korrelations-Profil	
(ü	ber die Bohrungen E-1, H-18-1, H-15-2, B-2, J-13-2 und J-13-1)	
3)	NW-SE- Korrelations-Profil	
(ü	ber die Bohrungen E-1, L-3-1 und Juist Z1)	
4)	Seismisches Profil in Zeit	
(ü	ber die Bohrung E-1),	
Li	nie Nr. 790327	

Vorwort 1

## **VORWORT**

Die vorliegende Studie stellt meine Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades der Naturwissenschaften im Fachbereich Geowissenschaften an der Universität Hamburg dar.

Grundlage dieser Arbeit ist meine Diplomarbeit von 1994 mit dem Thema "Das Gaspotential der südlichen deutschen Nordsee"

Die zur Durchführung der Dissertation erforderlichen Unterlagen wurden mir von der RWE-DEA für Mineraloel und Chemie zur Verfügung gestellt. Einen Großteil des Informationsmaterials stammt aus der Bibliothek der Hauptverwaltung der RWE-DEA in Hamburg (Überseering 40).

Betreut wurde die Studie von Herrn Dr. Martin im Bereich Aufschluß & Gewinnung (RWE-DEA) in Abstimmung mit Herrn Professor Dr. Spaeth (Universität Hamburg).

Meine Arbeit stützt sich ausschließlich auf publizierte Daten und hat eine aktuelle Synthese des geologischen Wissens über die Region zum Ziel.

Der Schwerpunkt der Arbeit liegt in der Untersuchung der Genese und Qualität des Oberkarbongases im Untergrund der südlichen deutschen Nordsee.

2 Kurzfassung

## **KURZFASSUNG**

Das Wissen über die Genese der Erdgaslagerstätten in der südlichen deutschen Nordsee ist von großer Wichtigkeit, damit die Qualität der Erdgaslagerstätten in dieser Region besser erfasst werden kann. Mit dieser Studie wird versucht, unter Einbeziehung sämtlicher relevanter geologischer Disziplinen bessere Aussagen über die Speichereigenschaften der Rotliegend- und Oberkarbon-Sande und über die Gasqualität zu treffen.

Mit Hilfe verschiedener Parameter wurde eine Maturationskurve erstellt, mit der die unterschiedliche Zusammensetzung des Gases (mehr Methan- oder mehr Stickstoff-Gehalt) der verschiedenen Gasvorkommen in der südlichen deutschen Nordsee erklärt werden kann. Da es sich fast immer um eine Mischung von im flözführenden Oberkarbon zu verschiedenen Zeiten und Maturitäten generiertem Erdgas handelt, ist die Gasqualität auch vom Erhalt der Fallenstruktur ("Closure") abhängig. Nur dort, wo die Closure tektonisch wenig beeinflusst bis heute fortbestand und das ursprünglich hineinmigrierte methanreiche Gas erhalten blieb, ist der Stickstoffgehalt gering bis moderat (20 - 50 %). Wurde die Closure erst später gebildet oder hat das Gas der ersten Generation ganz oder teilweise verloren, reicherte sich das später gebildete stickstoffreiche Gas an. So ist das qualitativ bessere Gas in der deutschen Nordsee an begrenzte Vorkommen mit tektonisch gering gestörten Strukturen gebunden, wie z.B. in den gasfündigen Bohrungen C-1, D-1 und L-1-1.

Dagegen gehen die großflächigen stickstoffreichen Gasvorkommen in den H-15/18 - Blöcken auf spätere Gasgeneration und diffuser Migration in die Sande der Altmark-Subgruppe bzw. Stefan (tlw. stratigraphisch noch nicht eindeutig geklärt) unterhalb der Oberrotliegend-Sequenz zurück. Vermutlich ist das an Methan reiche Gas der frühen Generation mit dem Anstieg der Rotliegend-Sande nach Süden, in den Raum von Groningen wegmigriert. Die Rotliegend-Sande wurden dann stärker diagenetisch verfestigt und verloren, bis auf isolierte Restvorkommen dieser Gase, viel von ihren Speichereigenschaften. Später migrierte stickstoffreiches Gas in die Oberkarbon-Sandsteine (Stefan) bzw. in die Sande der Altmark-Subgruppe. Die Mengen reichten jedoch zur Füllung der gesamten Rotliegend-Sande nicht mehr aus.

Mit dieser Studie soll ein Beitrag zum besseren Verständnis der heutigen "Erdgas-Situation" in der südlichen deutschen Nordsee geleistet werden.

#### 1. THEMA UND ZIEL DER ARBEIT

Thema der Arbeit ist die **Gasgenese** (Migration, Maturation) **und Qualität** (besonders in Bezug auf den Stickstoffgehalt) **des Oberkarbongases in der südlichen deutschen Nordsee**. Schwerpunkte der Bearbeitung waren die Paläogeographie und Fazies des Rotliegend, die Lithologie und Stratigraphie sowie die Speichereigenschaften im Rotliegend und Oberkarbon. Außerdem wird die regionale Entwicklung dieser Rotliegend- bzw. Oberkarbon-Sandsteine untersucht.

Das Ziel der Studie ist die Klärung folgender Fragen:

- Welche Sandsteine haben gute Speichereigenschaften? Wo sind sie regional verbreitet?
- Worin liegen die Ursachen der hohen Stickstoffgehalte im Erdgas?
- Wie groß sind die Chancen, qualitativ besseres Gas zu finden?

Das Bearbeitungsgebiet in der südlichen deutschen Nordsee sollte im Hinblick auf eine große bohrwürdige Struktur untersucht werden, die ein wirtschaftliches Gaspotential vermuten lässt. In diesem Rahmen war die Dissertation eine Ergänzung der Projektbearbeitung im Bereich "Exploration" der RWE-DEA.

4 Einführung

# 2. EINFÜHRUNG

## 2.1 Bisheriger Kenntnisstand

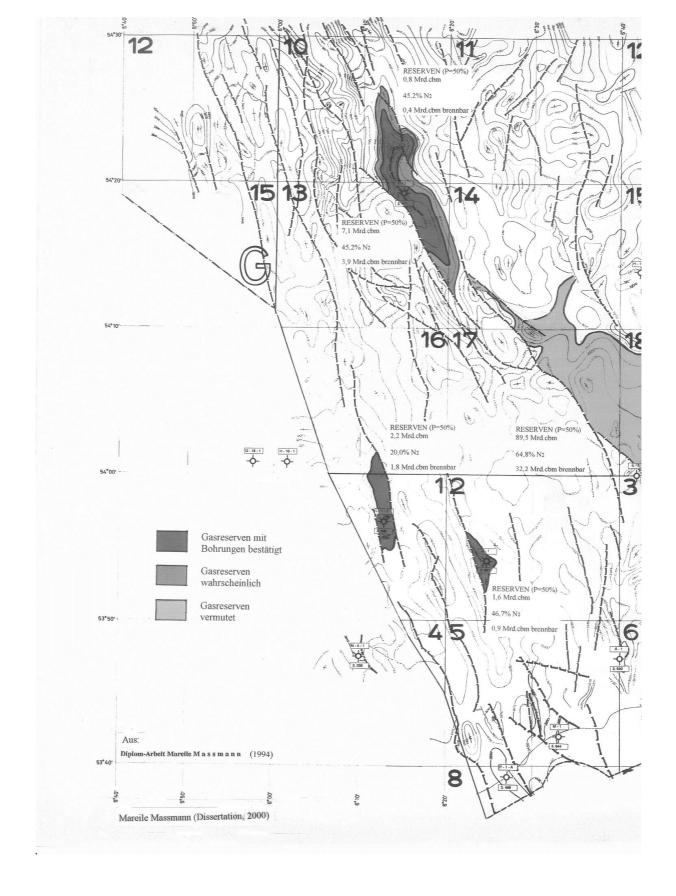
1984 wurden nach über 20 Jahren Exploration in der südlichen deutschen Nordsee die letzten von der DNG gehaltenen Blöcke aufgegeben. Der Hauptgrund war der hohe Stickstoffanteil (> 60 %) am Gas und die damit verbundenen Aufbereitungskosten, die eine wirtschaftliche Entwicklung in Frage stellten.

Aus den Untersuchungen, im Rahmen meiner Diplomarbeit 1994, ergab sich ein zusammenhängendes, teilweise durch fündige Bohrungen nachgewiesenes, großes Gasvorkommen von ca. 90 Mrd. cbm in den Blöcken H-15/18 und J-13 (zur Lage der Blöcke siehe *Abb. 1*). Die für eine Feldesentwicklung kritische Masse könnte in diesem Areal erreicht werden.

Da heutzutage stickstoffreiches Erdgas viel kostengünstiger aufbereitet werden kann, wurde empfohlen, die Rückgabegebiete noch einmal auf eine große bohrwürdige Struktur zu untersuchen, die ein wirtschaftliches Gaspotential vermuten lässt.

Im Rahmen des Datenaustausches verfügt die RWE-DEA über fast alle Unterlagen (Bohrungsdaten, Seismik, Studien), die für die südliche deutsche Nordsee existieren. Eine weitere Informationsquelle ist die BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) in Hannover, die umfassende Literatur zu dem Thema besitzt.

Bisher wurden lediglich Detail-Studien für klein-regionale Bereiche erstellt, die aber nicht zu einer Gesamtanalyse mit Aussagen zur restlichen Prospektivität zusammengefasst wurden.



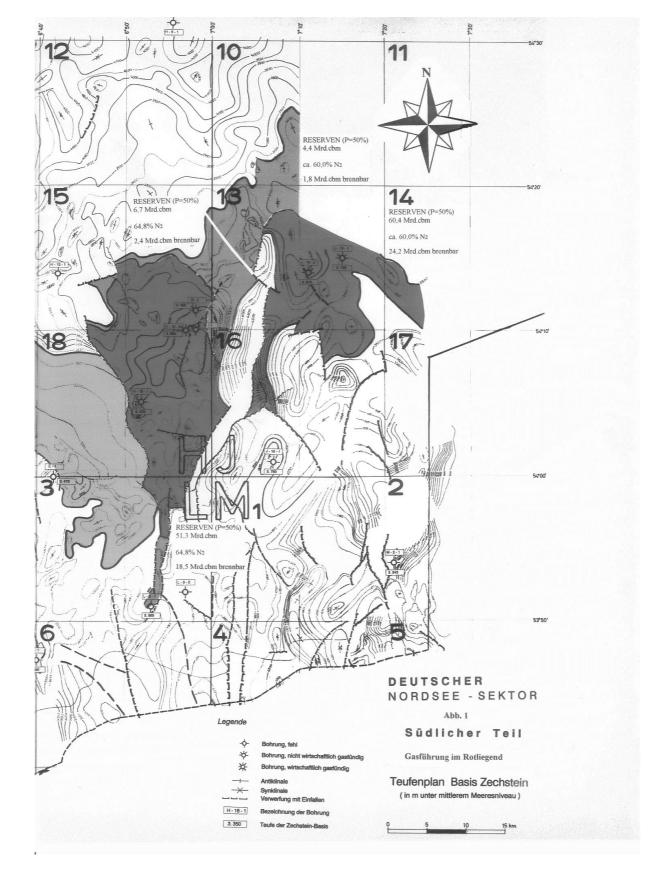


Abbildung 1 b

Einf"uhrung

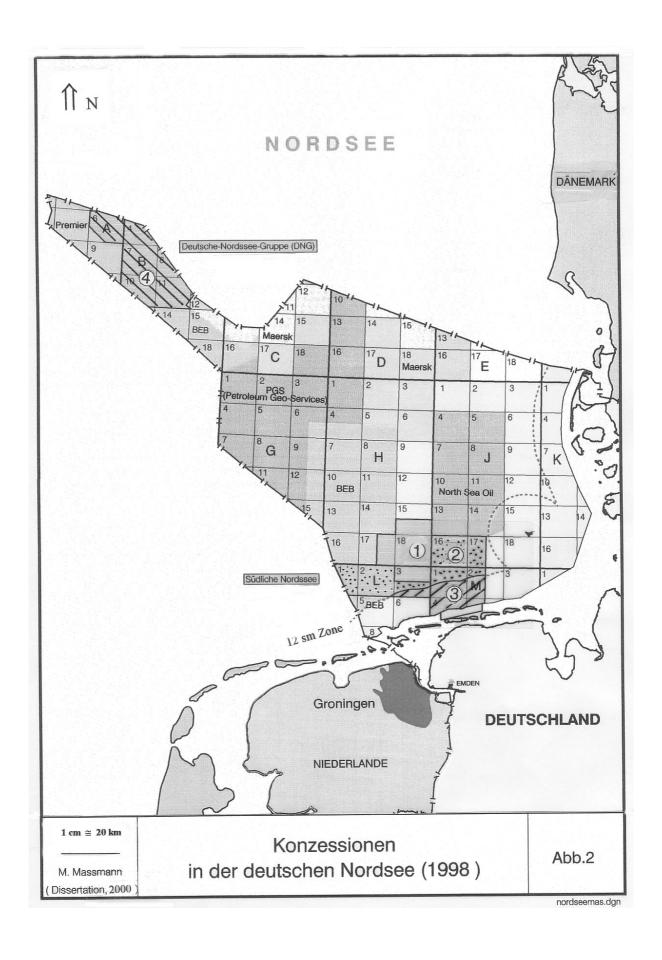
## 2.2 Konzessionserwerb / Lage des Arbeitsgebietes

Nachdem Untersuchungen ein zusammenhängendes (tlw. durch fündige Bohrungen nachgewiesenes) großes Gasvorkommen von ca. 90 Mrd. cbm (in den Blöcken H-15/18 und J-13) nachgewiesen haben, hat sich die RWE-DEA seit März 1995 wieder in der südlichen deutschen Nordsee engagiert.

Abbildung 2 (S. 8) gibt einen Überblick über die Konzessionen in der deutschen Nordsee.

Die Bereiche eins bis drei stellen das Arbeitsgebiet dieser Dissertation dar. Für einen größeren regionalen Überblick und das Gesamtverständnis der Erdgasgenese in der südlichen deutschen Nordsee wird in den folgenden Kapiteln der Bezug zum Festland und in die tieferen Beckenregionen hergestellt.

Einführung



Arbeitsmethoden 9

#### 3. ARBEITSMETHODEN

#### 3.1 Geräte

Folgende fachspezifischen Software wurde für die Arbeit benutzt:

- Sattlegger (ISP003)
- Landmark (Stratworks und Seisworks)

## 3.2 Durchführung

Kern der Arbeit ist die Maturationskurve, die die Genese und Qualität des Oberkarbongases in den verschiedenen Bereichen der südlichen deutschen Nordsee erklärt.

Um dieses Ziel zu erreichen, war es notwendig, sich zuerst mit der paläogeographischen Entwicklung des Norddeutschen Beckens im Allgemeinen und der Faziesanalyse des Rotliegend im Speziellen auseinander zu setzen. In direktem Zusammenhang hiermit steht die Lithostratigraphie des Rotliegend. Von großer Bedeutung für die Arbeit war die jüngste stratigraphische Einteilung des Rotliegend, veröffentlicht durch die BGR (SCHRÖDER, L. et al, 1995).

Außerdem wurde die Literatur zum Thema Migration und Maturation von Erdgas im Nordwestdeutschen Raum analysiert. Aus Bohrberichten konnten zusätzliche Informationen für eine Gasanalyse gewonnen werden.

Zur Verdeutlichung der Ergebnisse wurden die Logs der wichtigsten Bohrungen korreliert, Profile erstellt und die Ergebnisse im Rahmen der paläogeographischen Situation und der regionalen faziellen Entwicklung interpretiert.

## 4. GESCHICHTE DER BOHRTÄTIGKEIT

## IN DER SÜDLICHEN DEUTSCHEN NORDSEE

1957 wurde der Untergrund der Nordsee (BOIGK, 1972) zunächst mit geophysikalischen Messungen, in Form von seismischen Linien, durch die Bundesrepublik Deutschland und die Niederlande aufgenommen.

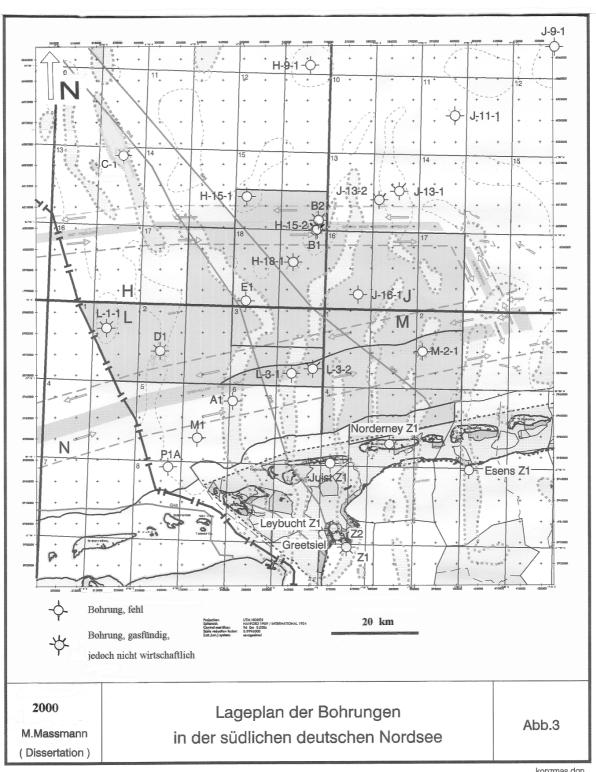
Nachdem 1959 das große niederländische Gasfeld "Groningen" (s. Abb. 2, S. 8) mit 1.900 Mrd. cbm Gas (HARK und SCHÖNEICH, 1973) im Rotliegend-Sandstein von NGL entdeckt wurde, konzentrierte sich die erste Bohrkampagne ab 1964 im Auftrag der Bundesrepublik Deutschland auf die südliche deutsche Nordsee. Hier wurde die Fortsetzung der geologischen Verhältnisse des niederländischen Festlands vermutet.

Die DNG teufte in dem Zeitraum von 1964 bis 1966 neun Bohrungen (B-1, die durch einen Stickstoff-Ausbruch bekannt wurde, B-2, A-1, D-1, E-1, M-1, C-1, P-1 und P-1A, in den Blöcken H-15, L-6, L-2, H-18, L-5 und H-13) ab (Lageplan der Bohrungen und Block-Einteilung siehe Abb. 3, S. 12). Von diesen Bohrungen wurden lediglich die B-2 und die D-1 gasfündig. Die Gasmengen waren jedoch nicht wirtschaftlich verwertbar. Die übrigen sechs Bohrungen gingen fehl.

1967/68 teufte die DEA auf der ostfriesischen Insel Norderney eine Bohrung ab. Die zahlreichen Sandsteinhorizonte des Rotliegend wurden jedoch verwässert angetroffen, so dass die Bohrung als fehl verfüllt wurde.

RÜDDIGER (1975) schätzte das Gaspotential der bis einschließlich 1974 als wirtschaftlich förderbar erkannten Felder im südlichen Rotliegend-Becken auf ca. 1.000 Mrd. cbm. Aufgrund der diffusen Verteilung dieser als förderbar erkannten Felder im südlichen Nordsee-Becken, ist die Chance auf einen wirtschaftlichen Gasfund gering und wird bis 1974 mit 1:40 angegeben, d.h. nur eine von 40 Aufschlussbohrungen erbrachte ein wirtschaftliches Gasfeld.

In den folgenden zehn Jahren, bis einschließlich 1977, wurden in der südlichen deutschen Nordsee sechs weitere Bohrungen getätigt.



konzmas.dgn

Der Schwerpunkt der Aktivität lag auf den Blöcken H-15, J-13 und J-16 mit den Bohrungen H-15-1, J-13-1 und J-16-1. Sie erwiesen sich jedoch alle als Fehlbohrungen. Die L-1-1 erbrachte einen Gaszufluss, der jedoch nicht wirtschaftlich war. Die Bohrung L-3-1 ging fehl. Mit der Bohrung H-9-1 wurden Kohlenwasserstoffe im Mittleren Buntsandstein (Volpriehausen-Folge) und im Maastricht-Kalk getestet. Die Bohrung brachte jedoch keinen Erfolg.

Erst 1977/78 wurde die UNION TEXAS OIL mit ihrer Bohrung J-13-2 (ca. 8 km südwestlich der Bohrung J-13-1) gasfündig. Diese war jedoch nicht wirtschaftlich. Ähnlich erging es der GELSENBERG AG (Operator; Auftraggeber: NWK) mit der Bohrung H-15-2, südlich der B-2 (Block H-15). Ihr Gas wies für eine Entwicklung, mit ca. 61 Vol.%, einen zu hohen Stickstoffgehalt auf.

Im Jahr 1982/83 wurde südlich des Gasfundes H-15-2, das Gemeinschaftsprojekt H-18-1 der DNG und NWK gasfündig. Aufgrund einer faziellen Verschlechterung der Rotliegend-Sandsteine in den Blöcken H-15/18 konnte jedoch nur ein begrenztes Lagerstättenpotential festgestellt werden, das zudem wieder einen hohen Stickstoffgehalt von ca. 67 Vol.% aufwies. Nach den erzielten Testergebnissen war die Bohrung H-18-1 nicht wirtschaftlich förderbar und wurde daher verfüllt. Damit verlief die Exploration im deutschen Nordsee-Schelf 1983 insgesamt sehr enttäuschend.

Schon 1981 hatte die PLACID OIL im südwestlichen Teil des Gebietes die Fehlbohrung M-2-1 abgeteuft.

Aufgrund der offenbar geringen Chance auf eine wirtschaftliche Fündigkeit gab die DNG einen Teil ihrer Konzessionen in der südlichen deutschen Nordsee bereits 1972 zurück, den Rest im Bereich der H-L-Blöcke erst im Jahr 1985.

ARCO teufte auf dem H18/L3-Strukturtrend im November 1991 noch eine Aufschlussbohrung, die L-3-2, ab. Die Bohrung lag außerhalb des Gastrends (Stefan-Inversionshoch, s. Abb. 1) und wurde nicht fündig. Sie ließ letzte Hoffnungen auf eine wirtschaftliche Gasproduktion in der südlichen deutschen Nordsee schwinden.

Im Jahr 1994 nahm die RWE-DEA das Thema "Gaspotential in der südlichen deutschen Nordsee" nach einer Revisionsbewertung (u.a. MASSMANN, 1994; Diplomarbeit unveröffentlicht) wieder auf. Sie beinhaltet eine zusammenfassende Übersicht der bisherigen Exploration in diesem Gebiet.

Nach den Ergebnissen dieser Arbeit bestehen noch Chancen auf eine wirtschaftliche Gasführung im Bereich der Blöcke H-15/17/18 und L-3, so dass die Blöcke von der RWE-DEA 1995 neu beantragt wurden.

In der Tabelle I (S. 15, 16) sind alle in der südlichen deutschen Nordsee seit 1964 abgeteuften Bohrungen mit einigen zusätzlichen Daten aufgelistet.

Abbildung 4 zeigt alle seit 1964 abgeteuften Bohrungen in der südlichen deutschen Nordsee. Die "Haftnotizen" an den einzelnen Bohrungen geben Auskunft über das Jahr (wann die Bohrung abgeteuft wurde), den Auftraggeber bzw. das Konsortium und den Operator.

Anschließend noch eine Auflistung (S. 19, 20) der seit 1963 in der südlichen deutschen Nordsee tätig gewordenen Erdölgesellschaften.

# TABELLE I

JAHR	BOHRUNGS- NAME	BLOCK	AUFTRAG- GEBER bzw. KONSORTIUM (OPERATOR)	ERGEBNIS	E.T. (in m ab NN)
					(FORMATION)
1964	B-1	H-15	DNG	fehl	2.925,2 (KB ?)
			(DEA)	(Stickstoff- Gasausbruch)	(Zechstein 2)
	B-2	H-15	DNG	nicht wirtschaftlich gasfündig	4.660
			(DEA)	gastundig	(Altmark- Subgruppe od. Stefan)
1964/65	A-1	L-6	DNG	fehl	4.419,1 (KB ?)
			(Deilmann)	(geringer Gaszufluss)	(Westfal C/B, Ob. Karbon)
1965	C-1	H-13	DNG	fehl	4.347
			(Gew. Elwerath)	(Gaszufluss)	(Meeresboden ?)
	D 1	1.0	DNG	. 1 1 61 1	(Ob. Karbon)
	D-1	L-2	DNG	nicht wirtschaftlich gasfündig	4.471 (KB ?)
			(DEA)		(Westfal D/C, Ob. Karbon)
	P-1	L-5	DNG	fehl	923 (KB ?)
			(Gew. Elwerath)		(Ob. Kreide)
1965/66	E-1	H-18	DNG	fehl	4.761
			(DEA)		(Westfal D/C, Ob. Karbon)
	M-1	L-5	DNG	fehl	4.125,2 (KB ?)
			(Deilmann)		(Westfal C, Ob. Karbon)
1966	P-1A	L-5	DNG	fehl	3.932 (KB ?)
			(Gew. Elwerath)	(Gaszufluss)	(?Karbon)
1967/68	Norderney Z1	Westdorf	DEA	fehl	4.935 (Höhe über
				(Gaszufluss)	NN: 2,37m)
					(Westfal D, Ob. Karbon)
1974/75	J-16-1	J-16	PLACID OIL	fehl	4.901
					(Ob. Karbon)
1975	L-1-1	L-1	DNG	nicht wirtschaftlich	4.167
			(BEB)	gasfündig	(?Stefan/Westfal, Ob. Karbon)

JAHR	BOHRUNGS- NAME	BLOCK	AUFTRAG- GEBER bzw. KONSORTIUM (OPERATOR)	ERGEBNIS	E.T. (in m ab NN) (FORMATION)
1976/77	J-13-1	J-13	UNION TEXAS OIL u.a. (Union Texas)	nicht wirtschaftlich gasfündig	5.027 (Altmark-Subgruppe oder Stefan)
1977	L-3-1	L-3	DNG (BEB)	fehl	4.366 (Westfal D, Ob. Karbon)
	H-15-1	H-15	Atlantis u.a. (MESA of Germany Limited)	fehl	1.642 (Rogenstein, Unt. Buntsandstein)
	Н-9-1	H-9	KEWANEE Overseas Oil Comp. u.a. (Kewanee)	fehl	1.932 (Unt. Buntsandstein)
1977/78	J-13-2	J-13	UNION TEXAS OIL u.a. (Union Texas)	nicht wirtschaftlich gasfündig	4.770 (Altmark-Subgruppe od. Stefan)
1980	H-15-2	H-15	NWK (Gelsenberg AG)	nicht wirtschaftlich gasfündig	4.523 (Stefan)
1981	M-2-1	M-2	PLACID OIL	fehl	5.041,4 (KB ?) (Rotliegend- Basissandstein)
1982/83	Н-18-1	H-18	DNG & NWK (BEB)	nicht wirtschaftlich gasfündig	4.499 (Altmark-Subgruppe od. Stefan)
1983/84	Juist Z1	Juist	C. DEILMANN (50%)  MOBIL OIL (25%)  VEBA OIL (25%)	fehl (Gaszufluss)	4.440 (Ob. Karbon)
1987	Esens Z1	Barkholt	PREUSSAG	fehl	5.725 (Höhe über NN: 1,40m) (Rotliegend- Basissandstein)
1991	L-3-2	L-3	ARCO (Arco)	Gasanzeichen	4.394,7 (Bezug ?) (Ob. Karbon)

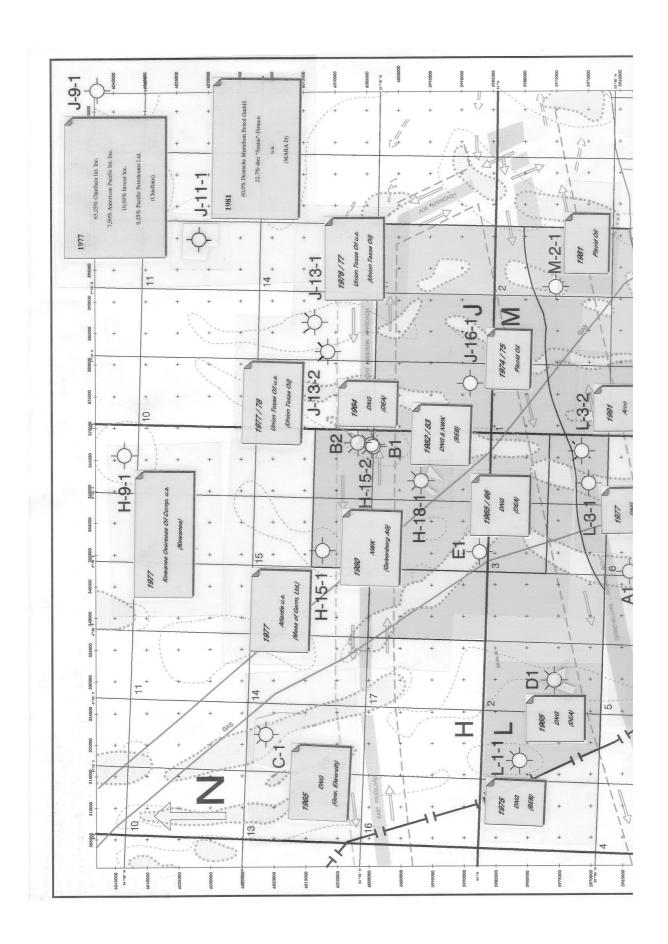


Abbildung 4 a

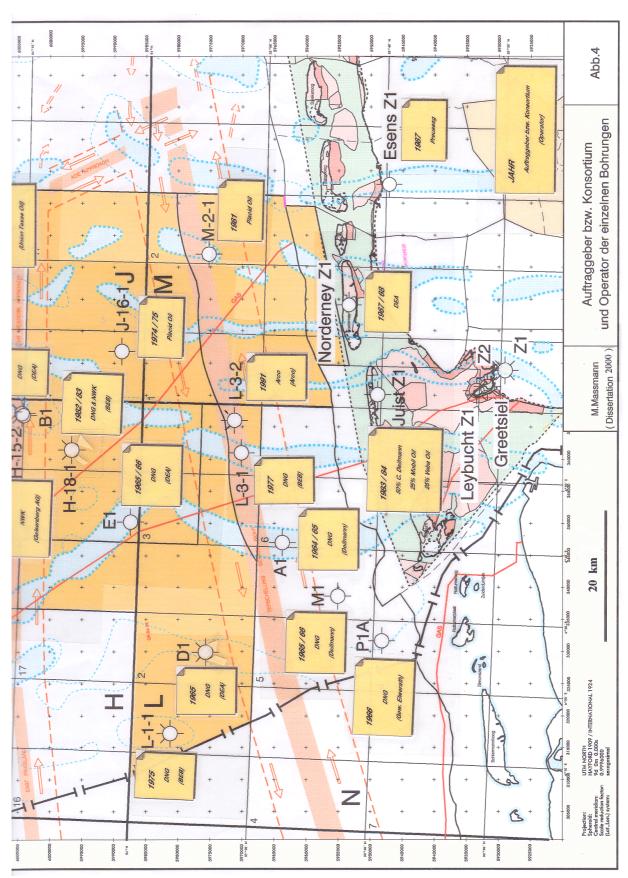


Abbildung 4 b

# ÜBERSICHT DER SEIT 1963 TÄTIGEN ERDÖLGESELLSCHAFTEN IN DER SÜDLICHEN DEUTSCHEN NORDSEE:

**DNG** (1963) = Deutsche Nordseegruppe (Konsortium aus Erdölgesellschaften)

- Amerintoil = Pan American Sahara Oil Company, New York
- <u>Amphitrite</u> = Amphitrite Erdöl GmbH, Düsseldorf vertritt folgende Gesellschaften:
  - PETROPAR = Société des Participations Pétrolières, Paris
  - S.N.P.A. = Société Nationale des Pétroles d' Aquitaine, Paris
  - C.F.P. = Compagnie Française des Pétroles, Paris
  - <u>AUXIRAP</u> = Société Auxiliaire de la Régie Autonome des Pétroles, Paris
  - EURAFREP = Société de Recherches et d' Exploitation de Pétroles, Paris außerdem:
  - Elf = Elf Aquitaine Deutschland GmbH, Düsseldorf
  - Total = Total Nordsee Oel GmbH, Düsseldorf
- <u>Gelsenberg</u> = Gelsenberg Aktiengesellschaft, Essen
- <u>Amoco</u> = Amoco Hanseatic Petroleum Company,
   Zweigniederlassung für Deutschland: Düsseldorf
- <u>Brigitta</u> = Gewerkschaft Brigitta, Hannover
- Elwerath = Gewerkschaft Elwerath, Hannover
- Deilmann = C. Deilmann AG, Bentheim
- <u>DEA</u> = Deutsche Erdöl Aktiengesellschaft, Hamburg später: <u>DTA</u> = Deutsche <u>Texaco</u> Aktiengesellschaft, Hamburg
- <u>GBAG</u> = Gelsenkirchener Bergwerks Aktiengesellschaft, Essen
- Mobil Oil = Mobil Oil Aktiengesellschaft in Deutschland, Hamburg
- <u>Preussag</u> = Preußische Bergwerks- und Hütten- Aktiengesellschaft,
   Zweigniederlassung Erdöl und Bohrverwaltung, Hannover später: <u>Preussag</u> Aktiengesellschaft, Erdöl und Erdgas
- <u>Schachtbau</u> = Deutsche Schachtbau- und Tiefbohr-GmbH, Lingen
- Wintershall = Wintershall Aktiengesellschaft, Kassel

## **DNG** (1973):

- Amoco
- Deilmann
- Schachtbau
- Texaco
- Gelsenberg
- Brigitta
- Elwerath
- Preussag
- Wintershall
- Amphitrite
- <u>BP</u> = BP Benzin und Petroleum AG, Hamburg

## **DNG** (1998):

- RWE-DEA AG für Mineraloel und Chemie, Überseering 40, 22297 Hamburg
- Brigitta Erdgas & Erdöl GmbH
- Elwerath Erdgas & Erdöl GmbH
- Wintershall AG

vertritt:

BASF AG, Ludwigshafen

## 5. PALÄOGEOGRAPHIE UND FAZIES DES ROTLIEGEND

## 5.1 Paläogeographische Entwicklung des Norddeutschen Beckens

Da die paläogeographische Entwicklung die Diagenese und damit die Speichereigenschaften und die Kohlenwasserstofffüllung eines Speichergesteins beeinflusst, soll zunächst auf die Entwicklung des kontinentalen Rotliegend-Beckens eingegangen werden.

Das Rotliegend-Becken entstand nach einer regionalen Absenkung des heutigen nördlichen Mitteleuropa (s. Abb. 5, S. 22). In dem von Polen bis England reichenden Becken bildeten sich zunehmend uniforme Sedimente, die durch ihre zyklische Sedimentation (ab der Havel-Subgruppe, s. Kap. 6) weitflächig korrelierbar sind.

Das kontinentale Rotliegendbecken entwickelte sich zwischen dem variskischen Bergland im Süden und der Ringköbing-Fünen-Schwelle im Norden (jeweils gelb gekennzeichnet in Abb. 5, S. 22). Aus dem südlich anstehenden Variszikum erfolgten klastische Schüttungen. Dabei entwickelten sich fluviatile Schwemmfächer, die sich nach Norden in das Becken vorbauten. Äolische Abfolgen sind darin eingeschaltet oder verzahnen sich mit ihnen. Die beckenweit verfolgbare zyklische Sedimentation wurde durch Wasserspiegelschwankungen eines "Binnenmeeres" gesteuert (ab der Elbe-Subgruppe; Übersicht Stratigraphie siehe Abb. 15, S. 47), welches sich stetig nach Westen, Süden und Osten ausdehnte. Diese Wasserspiegelschwankungen waren klimatisch gesteuert und wurden außerdem durch marine Ingressionen beeinflusst.

Das Norddeutsche Becken entstand nach SCHRÖDER et al. (1995) aus einer Reihe tektonischer Gräben, die im Laufe der Entwicklung Teile großräumiger Senken wurden (s. Abb. 6, S. 23; Erläuterungen zu Abb.6: S. 24).

Winde und Gräben haben nach DRONG et al. (1982) die Anhäufung und Erhaltung mächtiger Dünenabfolgen in diesem Sedimentationsraum (von England bis Polen) ermöglicht. Dem Klima, kräftigen Winden und großen Deflationsgebieten ist die Bildung eines ausgeprägten mittelkörnigen Dünensandsteins zu verdanken.

= Arbeitsgebiet

(Unt. Karb. u. unt. Ob. Karb.) Westfal und Stefan (Ob. Karb.) Kaledonische, metamorphe und T.Q.L. = TORNQUIST'sche Linie Devon (meist "Old Red") (Ordovizium und Silur) intrusive Gesteine Kambrium und Silur (nicht metamorph) Dinant und Namur Präkambrium 9 OSTEUROPAISCHE PLATTFORM NORDRAND

Zur geographischen Lage des kontinentalen Rotliegend-Beckens:

Abb. 5: Die präpermische Unterlage mit tektonischen Einheiten. (Verändert nach PLEIN, 1978).

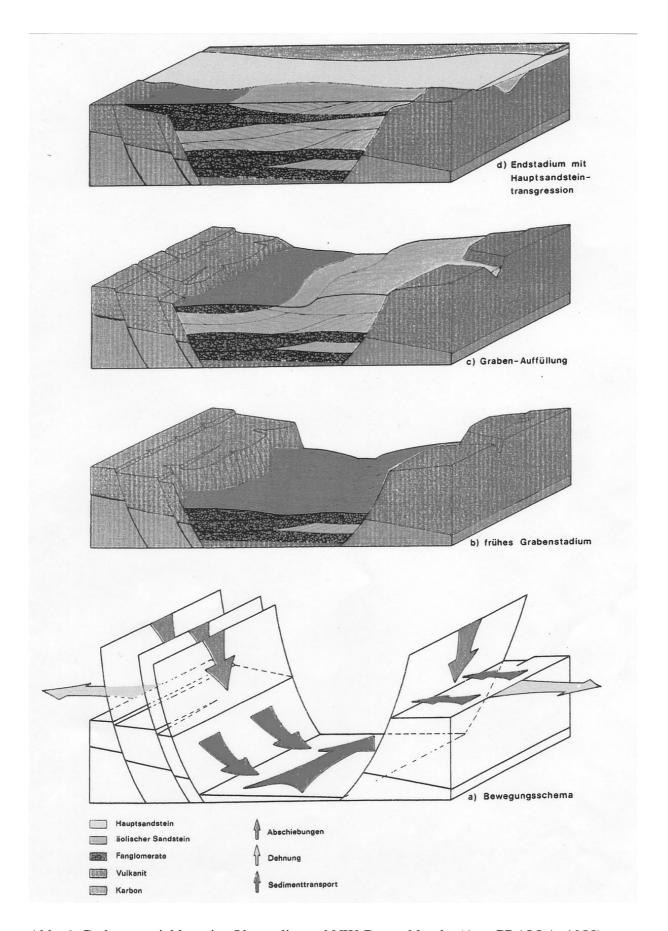


Abb. 6: Grabenentwicklung im Oberrotliegend NW-Deutschlands. (Aus GRALLA, 1988).

Die jüngeren Sedimente des Grabengebietes, insbesondere die innerhalb des Grabensystems auf Horsten zur Ablagerung kamen, könnten im Laufe der Zeit wieder abgetragen worden sein, so dass lediglich die tieferen Anteile der Grabenfüllung erhalten wurden.

Verursacht durch tektonische Bewegungen und Klimaschwankungen wurde in dem Sedimentationsraum, unter wechselnden klimatischen Bedingungen, Abfolgen von Sedimentationszyklen abgelagert.

### Erläuterungen zu Abb. 6, S. 23:

Im Anfangsstadium des Oberrotliegendbeckens sinken an der Süd-Flanke mehrere überwiegend Nord-Süd streichende Gräben ein.

## a) Bewegungsschema (Blockbild a):

Die Grabenentwicklung im Oberrotliegend in NW-Deutschland setzt mit einer tiefgreifenden <u>Dehnungstektonik</u> ein, die nach Abschluss der variskischen Orogenese zur Einsenkung eines weitreichenden Grabensystems führt. Diese Gräben wirken als Sedimentzufuhrkanäle für das zentrale Becken.

## b) Frühes Grabenstadium (Blockbild b):

Dieses Blockbild zeigt das <u>frühe Grabenstadium</u>, in dem unter ariden Klimabedingungen (erosionsfördernd) und hoher Reliefenergie (hohe Sedimentationsgeschwindigkeiten), die Grabenflanken stark erodiert werden. Grobe, unsortierte Brekzien bilden basale Fanglomeratfächer (dunkelgrün dargestellt), zwischen denen nur vereinzelte äolische Sedimente (hellgrün) eingeschlossen sind.

#### c) Graben-Auffüllung (Blockbild c):

Dieses Blockbild zeigt das <u>Hauptstadium der Grabenauffüllung</u>. Die hier abgelagerten mächtigen Sedimentfolgen bestehen teilweise aus Fanglomeratschuttmassen (dunkelgrün) von den Grabenflanken. Außerdem bestehen sie aus <u>fluviatil umgelagerten Sedimenten</u> und aus z.T. mächtigen äolischen Dünensandablagerungen (hellgrün), die sich durch ausgeprägte NE-Passat-Winde im Windschatten der Grabenflanken absetzen.

## d) Endstadium mit "Hauptsandstein-Transgression" (Blockbild d):

Dieses Blockbild zeigt das <u>Endstadium der Grabenentwicklung</u>, in dem das Oberflächenrelief annähernd ausgeglichen ist und das durch eine mächtige Sandsteinbildung abgeschlossen wird.

## 5.2 Faziesanalyse des Rotliegend

Das Oberrotliegend wird nach GRALLA (1988) in drei Fazieszonen unterteilt (s. Abb. 7):

- 1. Salinarfazies (blau),
- 2. Wechselfolgefazies (Übergangsbereich von Salinar- über Sabkha- (grün) zur Randfazies) und
- 3. Randfazies (gelb).

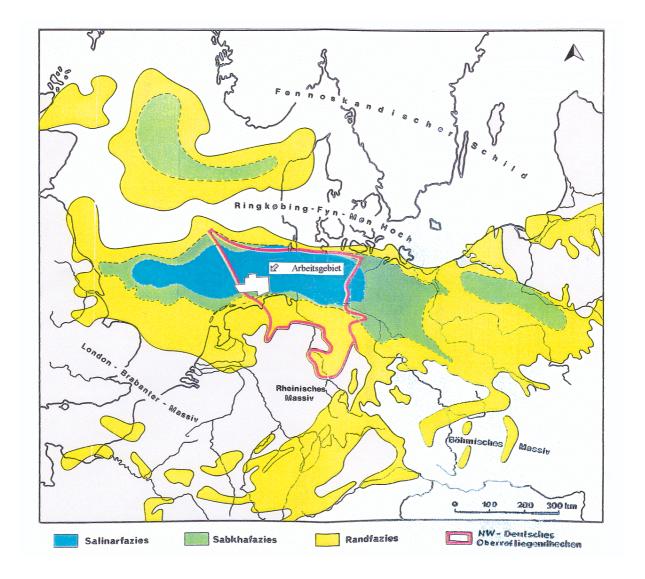


Abb. 7: Rotliegend-Paläogeographie von Nordwest-Europa mit nordwestdeutschem Beckenanteil. (Verändert nach GRALLA, 1988)

GRALLA (1988) definiert diese Fazieszonen wie folgt:

#### 1. Salinarfazies:

Im zentralen Beckenteil bilden feinklastische Sedimente und Salinare eine bis zu 1.500 m mächtige Abfolge im Oberrotliegend.

Entsprechend der expansiven Beckenentwicklung nimmt die laterale Ausdehnung der einzelnen Salinare von der Basis bis zum Top des Oberrotliegend zu. Die basalen Salinarschichten sind auf das relativ kleine Gebiet zwischen der Insel Helgoland und dem Elb-Mündungsbereich begrenzt. Die jüngsten Salinarschichten reichen hingegen in ihrer maximalen Ost-West-Erstreckung vom britisch-niederländischen Beckenteil bis ins Wendland.

Die hohen Salzmächtigkeiten führten im Gebiet zwischen Langeoog - Helgoland - und Hamburg zur Mobilisation dieser Salze, die zusammen mit den Zechsteinsalzen als Doppeldiapiere im Mesozoikum aufstiegen, und wie z.B. im Salzstock Elmshorn (bei Hamburg), auch vereinzelt bis an die rezente Oberfläche reichen.

#### 2. Wechselfolgefazies:

Ein wesentliches Merkmal an der Beckensüdflanke ist die große flächenhafte Erweiterung des Sabkha-Sedimentationsraumes mit den charakteristischen sandig-tonigen Wechsellagerungen.

Es handelt sich um einen Sedimentationsraum, der in den Regenzeiten (Transgressionsstadium) eines Sedimentationszyklus ständig überflutet ist. Die in solchen Zeiten abgelagerten feinklastischen Sedimente bilden weitreichende markante Horizonte. Im Regressionsstadium, d.h. in Zeiten geringerer Süßwasserzufuhr, wird der Wechselfolgefaziesbereich nur vereinzelt überflutet.

Sabkha-Sedimente und äolische Ablagerungen am Küstensaum des Binnensees bestimmen das Faziesbild.

#### 3. Randfazies:

Die Randfazies-Provinz ist ein regionaler Bereich, in dem Sandabfolgen verschiedener Formationen in Richtung Süden zu einem kompakten Sandsteinkörper (Hauptsandstein) verschmelzen, welcher jedoch bisher nicht zu gliedern ist (SCHRÖDER et al., 1995). Infolge der Hebung des südlichen Beckenrandes wurden diese Sande teilweise wieder erodiert. Der nördliche Beckenrand am flachen Ringköbing-Fünen-Hoch ist gekennzeichnet durch ein rasches Ausdünnen der Salinarfazies (ohne direkte Verzahnung mit Sanden).

GRALLA (1988) unterteilt das Oberrotliegendbecken in fünf Faziesprovinzen (s. Abb. 8):

- 1. *Helgoland Provinz* (Salinarfazies)
- 2. Ostfriesland Provinz (Wechselfolgefazies)
- 3. Weser Elbe Provinz (Wechselfolgefazies)
- 4. *Emsland Provinz* (Randfazies)
- 5. Südhannover Provinz (Randfazies)

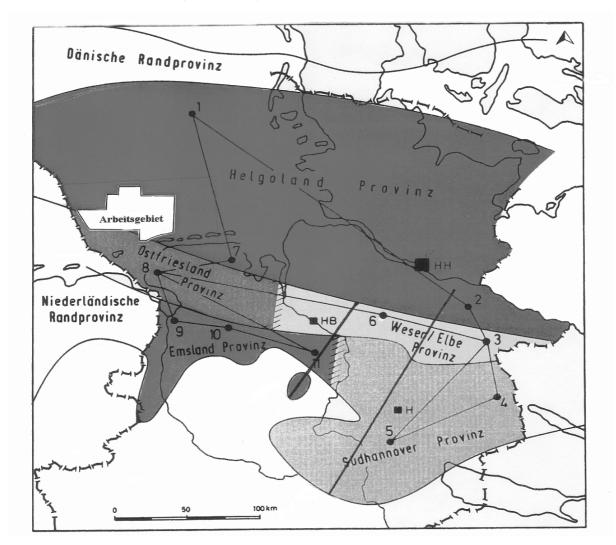


Abb. 8 : Faziesprovinzen des Oberrotliegend in Nordwest-Deutschland. (Verändert nach GRALLA, 1988).

Das RWE-DEA-Konzessionsgebiet liegt nach GRALLA (1988) am Westrand der sogenannten *Helgoland-Provinz*. Die Einführung von Faziesprovinzen schafft die Möglichkeit, für bestimmte Explorationsgebiete eigenständige Gliederungen des Rotliegend zu entwickeln.

Regen- und Trockenzeitrhythmen führen nach GRALLA (1988) als faziesbestimmende Kriterien zur kurzzeitigen Erweiterung und anschließender Eindampfung des zentralen playalakes. Die größeren Transgressions-Regressionszyklen überlagern diese Rhythmen und sind ein Beleg für episodische Klimaschwankungen.

Der Ablagerungsraum des zentralen playa-lake dringt in der Transgressionsphase weit in die Randfazies vor und füllt das gesamte flache Becken annähernd auf.

Im Verlauf der weiteren Entwicklung dominieren die transgressiven Phasen mit feinklastischen Sedimenten. Die Sedimentationszyklen werden geringmächtiger. In den Regressionsphasen können sich keine mächtigen Sandablagerungen ausbilden. Zum Abschluss der Oberrotliegend-Sedimentation in Nordwest-Deutschland breitet sich ein flaches, mit feinklastischen Sedimenten aufgefülltes kontinentales Becken aus, das mit der Zechsteintransgression in einen marinen Faziesbereich übergeht (GRALLA, 1988).

Beckenwärts ist (nach GRALLA, 1988) das Oberrotliegendprofil, sowohl auf niederländischem Gebiet als auch in Ostfriesland, durch feinklastische Beckensedimente in eine charakteristische Wechselfolge mit kompakten basalen Sandsteinen aufgefächert. Im Beckenzentrum wird das Profil in beiden Gebieten von salinaren Abfolgen bestimmt.

Da die primäre Fazies der Ablagerungen entscheidenden Einfluss sowohl auf die Migration des Gases als auch auf die Diagenese und damit die Lagerstätteneigenschaften besitzt, ist deren Identifikation und genaue Untersuchung von großer Tragkraft (LINQUIST, 1988, zitiert in: GAST, 1993).

Bisher gingen etwa 1/3 aller Rotliegend-Explorationsbohrungen im nordwestdeutschen Raum fehl, weil die Annahmen über die Reservoir-Fazies und die Speichereigenschaften sich als zu optimistisch erwiesen.

Daher ist es nach GAST (1993) für die Kohlenwasserstoff-Industrie von großer Bedeutung, die Ablagerungsmechanismen von Reservoirsanden in ihrem komplexen Wechselspiel von Beckenentwicklung, regionaler Tektonik und Klima besser zu verstehen.

In folgendem Kapitel 5.3 (ab S. 29) wird daher ein Vergleich zu rezenten großräumigen Becken, mit ähnlichen klimatischen Bedingungen wie sie zur Zeit des Ober-Karbon und Perm herrschten, hergestellt.

Initialstadium des

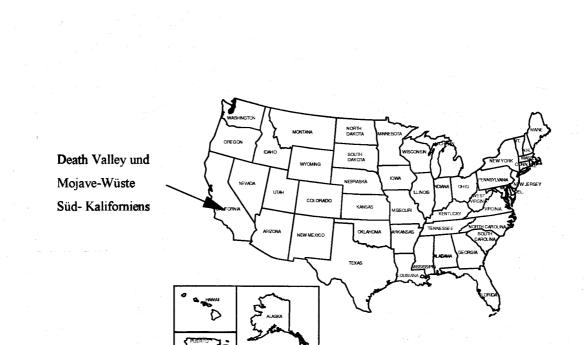
Oberrotliegendbeckens.

## 5.3 Rezente Vergleichsbecken

Äquivalente kontinentale rezente Vergleichsbecken zum Rotliegendbecken sind (nach GRALLA, 1988) in den ariden bzw. semiariden Klimazonen beiderseits vom Äquator zu suchen. Sowohl im Südwesten der USA und im Norden der Sahara als auch in den abflusslosen Trockenzonen in Namibia/Botswana und in Australien befinden sich Sedimentbecken mit vergleichbaren Faziesbedingungen, wie sie auch zur Zeit des Rotliegend bestanden.

Quartar, tektonisch angelegtes

Senkungsgebiet des Death Valley.



 $\cong$ 

Abb. 9: Sedimentbecken im Südwesten der USA.

Die hohen Sedimentationsraten stehen hier annähernd im Gleichgewicht mit den synsedimentären Absenkungsbewegungen. In windgeschützten Positionen werden mächtige Sanddünen abgelagert.

Das epikontinentale Rotliegendbecken enthält Sedimentserien, wie sie aus rezenten ariden Becken im Regenschatten von Gebirgen, wie z.B. in Nordafrika bekannt sind.

 $\cong$ 

Hauptstadium der Beckenabsenkung, gekennzeichnet durch ausgeglichene Sedimentationsbedingungen.

Bereich der "Schott's" ( $\cong$  Sabkha) in Tunesien und Algerien am S-Rand des Sahara-Atlas.

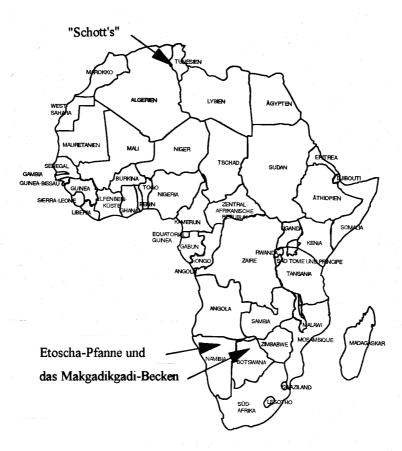


Abb. 10: Sedimentbecken in Afrika.

Die in dem Depressionsgebiet befindlichen Schott's bilden große unabhängige Salztonebenen, deren Oberflächen annähernd im Meeresniveau liegen und die lediglich durch schmale Schwellenbereiche voneinander getrennt sind.

Bei fortgesetzter Auffüllung können die Schott's sich zu einem großen Becken vereinen und damit in etwa die Ausmaße des Oberrotliegendbeckens zur Zeit der Hauptabsenkung erreichen.

Die großen Salzseen der Schott's werden im jahreszeitlichen Rhythmus teilweise oder vollständig (eher selten) unter Wasserbedeckung gesetzt und in der anschließenden Trockenzeit entsprechend eingedampft. Auf der Sedimentoberfläche der zentralen Seebereiche bilden sich über den tonigen Sedimenten dünne feste Salzkrusten.

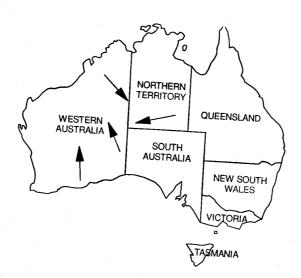
In den randlichen Bereichen sind durch artesische Süßwasserzufuhr die Salzausscheidungen an der Sedimentationsfläche nur als feine, weiß-glänzende Belege ausgebildet.

Äolische Ablagerungen ebnen die externen Bereiche der Alluvialfächer ein und bilden regelmäßige, rippelartige Muster an der Oberfläche.

Oberrotliegend Spätstadium: Gebiet mit weitgehend eingeebneten Reliefs in großer flächenhafter Verbreitung.

Vergleichbar, aber in der Verbreitung viel kleiner:

- Etoscha-Pfanne und das Makgadikgadi-Becken im südlichen Teil Afrikas und
- Salzseen in den zentralen australischen Wüsten und
- Salzseen der Mojave-Wüste Süd-Kaliforniens (Bristol dry lake; mit ausgeprägten Sedimentationszyklen).



 $\cong$ 

Abb. 11: Salzseen in den zentralen australischen Wüsten (siehe Pfeile).

# 5.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend kann für die paläogeographische und fazielle Situation des Arbeitsgebietes festgestellt werden:

- 1. Das Arbeitsgebiet befindet sich fast vollständig im salinaren Beckenbereich. Speichergesteine sind hier also nur unterhalb der abdichtenden Salinarfolge zu finden.
- 2. Im Gebiet der H/L-Blöcke ist unterhalb des Rotliegend klastisches Stefan anzutreffen, welches nur im Bereich eines Grabensystems abgelagert wurde. Auf höheren Schollen wurde das Stefan entweder nicht abgelagert oder während des Unterrotliegend wieder

erodiert. Vermutlich an der Grenze Unter-/Oberrotliegend, zu einer Zeit vulkanischer Aktivität, wurde das Gebiet (H15/18-Blöcke) wieder gehoben.

3. Gute Reservoir-Sandsteine entstanden im zentralen Rotliegend-Becken nur während der Graben-Auffüllungs-Phase und sind äolischen und fluviatilen Ursprungs. In der Sabkha-Fazies sind die Poroperm-Eigenschaften wegen der dolomitisch-anhydritischen Zementierung der feinen Sande gering.

Demnach sind die basalen Sandstein-Komplexe des Rotliegend bzw. die Sande des Oberkarbon das bevorzugte Explorationsziel.

Die Reservoir-Fazies kann mit Log-Analysen identifiziert werden. Dafür muss allerdings eine Datenbasis existieren, für deren Erlangung (nach HOCK et al., 1995) folgende Kriterien erfüllt sein sollten:

- Es müssen genug "Key Wells" mit guter Kernausbeute gewählt werden, um alle im Untersuchungsgebiet zusammentreffenden Fazies definieren zu können.
- Es müssen möglichst komplette Log-Set's hoher Qualität verfügbar sein.
- Es ist eine enge Zusammenarbeit zwischen den Log-Analytikern, den Petrographen, Geochemikern und Geologen zur Modellgestaltung notwendig.
- Es muss ein petrographischer Nachweis für das lithologische Modell durchgeführt werden.
- Die Elektro-Fazies zeigt die Gesteins-Zusammensetzung und -Textur in situ; der Einfluss der Diagenese kann damit abgeleitet werden.
- Es muss ein Bezug zur regionalen Struktur hergestellt werden, um die Log-Lithofazies in ein geologisches Faziesmodell und weiter in ein Ablagerungs-Modell entwickeln zu können.

# 6. LITHOLOGIE UND STRATIGRAPHIE DES ROTLIEGEND

# 6.1 Lithologie des Rotliegend

Der mögliche Erfolg der Rotliegend-Gas-Exploration in NW-Deutschland, in Tiefen zwischen 4.000 und 5.000 m, ist u.a. abhängig von der Lithologie der Sandsteine, die durch folgende Faktoren geprägt wird:

- dem Ablagerungsmilieu und
- der Diagenese.

Einige Sandsteine sind mangels primärer Porosität nicht produktiv. Dieser Mangel an primärer Porosität kann folgende Gründe haben:

- schlechte Sortierung,
- hoher Tongehalt und
- sofortige Anhydrit-Zementation in Sabkha- und Erg-Ablagerungen.

Gerade ursprünglich poröse äolische Sandsteine oder sog. "Küstenlinien-Sande" sind häufig aufgrund diagenetischer Zementation des Porenraumes durch Illit-Maschenwerk, Kaolinit, Karbonate (bevorzugt Calcit) oder Quarz unproduktiv.

GLENNIE (1983, zitiert in MÜLLER, 1990) unterscheidet vier Lithotypen des Oberrotliegend: 1. fluviatile Sedimente,

- 2. Inlandsabkha- oder Playasedimente,
- 3. Salzablagerungen und
- 4. äolische Sedimente.

Mit Hilfe von Abbildung 12 (S. 34), soll im Folgenden eine kurze lithologische Beschreibung der Rotliegend-Formationen (zu welcher Zeit wurden welche Lithotypen abgelagert) gegeben werden (auf die stratigraphische Einteilung des Rotliegend wird im Kapitel 6.2 näher eingegangen).

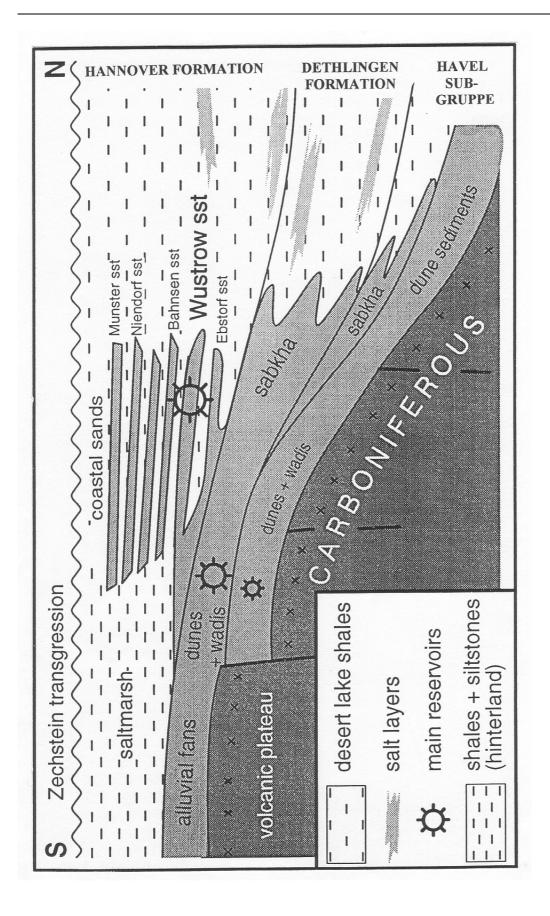


Abb. 12: Verallgemeinerte Rotliegend-Stratigraphie im Arbeitsgebiet. (Verändert nach HOCK et al., 1995).

# UNTERROTLIEGEND: ALTMARK-SUBGRUPPE

Der im Unterrotliegend lokal auftretende Vulkanit wurde in den Bohrungen J-16-1, H-15-2 und J-11-1 angetroffen.

Die Anlage des Oberrotliegend-Grabensystems führte nach GAST (1988) zu umfassenden Veränderungen der primären Vulkanitmächtigkeiten. So fallen die maximalen Vulkanitmächtigkeiten mit den Grabenpositionen und geringe Mächtigkeiten (sowie vulkanitfreie Gebiete) mit den Horstpositionen zusammen!

# **OBERROTLIEGEND: HAVEL-SUBGRUPPE**

Die Havel-Subgruppe im Liegenden des Oberrotliegend besteht (nach HOCK et al., 1995) am südlichen Beckenrand hauptsächlich aus äolischen Sandsteinen (Havel-Sandstein), Fanglomeraten und Vulkaniten. Sie ist nach GRALLA (1988) vor allem in den Gräben, die vom zentralen Becken nach Süden abzweigen, zu finden. Im Raum der Bohrungen J-13-1, J-11-1 und J-5-1 dominieren Sabkha- und Salzsumpfablagerungen (PLEIN und GEBHARDT; 1995).

Die Havel-Subgruppe wird in die Parchim- und die Mirow-Formation untergliedert. Sie sind als "fining-upward" Zyklen gekennzeichnet (Sohlbanktyp).

#### **Parchim-Formation**

Die Parchim-Formation enthält im Arbeitsgebiet keine Fossilien.

Folgende Ursachen könnten dafür verantwortlich sein:

- ⇒ schlechte Erhaltungsmöglichkeiten in den Fanglomeraten, fluviatilen Konglomeraten, fluviatilen und äolischen Sandsteinen,
- ⇒ palökologische Faktoren, vor allem in den beckenzentraleren feinklastischen Playa-Sedimenten.
- ⇒ häufig gestörtes Environment, durch stetige Wechsel zwischen Sedimentation und erneuter Erosion,
- ⇒ sehr ungünstige Lebensbedingungen, durch hohe Aridität mit beckenzentralen Salinaren und
- ⇒ fehlende Immigrationsmöglichkeiten für aquatische Organismen, da das Norddeutsche Becken in seinem Initialstadium wahrscheinlich noch keine stabilen Verbindungen zu benachbarten Sedimentationsräumen besaß.

Die Verbreitung der Parchim-Formation lässt erstmals die Konturen des Norddeutschen Beckens als in sich geschlossenen Sedimentationsraum erkennen, der im Osten durch den Rheinsberg-Mirow-Tiefenbruch, im Norden durch den Stralsund-Tiefenbruch und im Süden durch das Unterelbe-Lineament begrenzt wird.

Im Westen lässt sich die Parchim-Formation bis in den Bereich der Bohrung J-5-1 nachweisen. In beckenzentralen Gebieten (u.a. Nordseeraum), die von den von Süden kommenden Sedimentschüttungen kaum noch erreicht und auch von Norden nur schwach beliefert wurden, bildeten sich morphologische Depressionen, in denen der Grundwasserspiegel zutage trat. Hier bildeten sich Salzsümpfe, in denen stark mit äolischem Material verunreinigte Halite ausgefällt wurden.

# **Mirow-Formation**

Während der Mirow-Formation kam es nur im Nordseeraum zu halitischen Ausfällungen, wo in Salzsümpfen und ephemeren Seen Halit-Ton-Wechsellagerungen sedimentiert wurden. Neben diesen Wechsellagerungen enthält die Mirow-Formation Playa-Sedimente, die im Nordseeraum u.a. geprägt sind durch sandig-tonige Kleinzyklen (z.B. J-5-1, GRALLA, 1988). Die Sedimente der Mirow-Formation sind in der Regel (nach GEBHARDT, U. u.a., 1995) in Rotfazies entwickelt.

# **OBERROTLIEGEND: ELBE-SUBGRUPPE**

Die Elbe-Subgruppe ist durch einen markanten Wechsel in den Biofaziestypen und damit in der Fossilführung gekennzeichnet.

Folgende Ursachen könnten dafür verantwortlich sein:

- Expansion der Norddeutschen Senke (weit nach Westen: bis nach Helgoland und England) und zunehmende marine Einflüsse, bis hin zu Prä-Zechstein-Ingressionen.
- In der Playa- bis Sabhka-Fazies des beckenzentralen Salzsees erscheinen deutlich reichere marine Faunen mit limnischen Muscheln, Conchostraken und Ostracoden (erster Anzeiger mariner Einflüsse; daneben z.B. Muschel "Libea reichei" und Foraminiferen).

In den im Becken liegenden feinklastischen Playa- und Sabkha-Sedimenten sind Halite eingeschaltet. Hier finden sich relativ reiche Faunen mit Conchostraken, Ostrakoden und Muscheln. Ebenso gibt es erste Anzeichen für marine Einflüsse (Foraminiferen, Muscheln).

(Nach SCHRÖDER et al., 1995). Außerdem ist die Abfolge des Beckeninneren aus lakustrinen Ton-Siltsteinen, Salzbänken und gering mächtigen Anhydrit- und Kalklagen geprägt.

Randlich verzahnt ist diese Salzsee-Abfolge mit Sabkha-Sedimenten, Schwemmfächern und Strandsandkomplexen.

Die Sedimentation im Beckenzentrum wurde durch zyklische Wasserspiegelschwankungen eines gigantischen Salzsees (GAST, 1991) bestimmt, der sich im Laufe der Elbe-Subgruppe, vom Bereich der heutigen Nordsee ausgehend, stetig nach Süden und Osten ausdehnte und bis an die Grenze zum Zechstein nachweisbar ist. Diese Wasserspiegelschwankungen waren klimatisch gesteuert und wurden nach GEBHARDT (1994) durch marine Prä-Zechstein-Ingressionen beeinflusst, die bereits an der Basis der Elbe-Subgruppe nachweisbar sind und als ein Merkmal zur Abgrenzung gegen die mehr kontinental sedimentierte Havel-Subgruppe dienen können.

Die Elbe-Subgruppe stellt den oberen, deutlich zyklisch ausgebildeten Abschnitt des Rotliegend dar.

Da sich in der Norddeutschen Senke spätestens ab Beginn der Elbe-Subgruppe mehrere Zyklizitäten verschiedener Dimensionen und unterschiedlicher Genese (klimatisch und / oder tektonisch verursacht) überlagern, bleibt zu überprüfen, welche Zyklizität (tektonisch oder klimatisch) welche lithostratigraphische Einheit steuert.

Aus der unterschiedlichen Bewertung dieser Steuerungsmechanismen resultieren verschiedene Auffassungen der Autoren GAST und GEBHARDT:

GAST (1991) sieht als wichtigsten Steuerungsmechanismus das Klima, das zu periodischen Wasserspiegelschwankungen des mit Beginn der Elbe-Subgruppe entstehenden perennierenden Salzsees führt.

Diese Wasserspiegelschwankungen äußern sich in sedimentären Zyklen im 20 bis 100 m Bereich, die im Rotliegend-Becken jeweils mit einem Tonstein-Horizont (Wasserhochstand = MFS) beginnen und nach oben in Sedimente der regressiven Phase (Tiefstand) übergehen, um dann wieder in Tonsteine des nächsten Wasserhochstandes überzugehen. Entsprechend legt er die Basis der Elbe-Subgruppe und damit der Dethlingen-Formation an einen Tonstein-Einzug (Gamma-Log) unterhalb eines Sandsteinpaketes (siehe auch Kapitel 6.3).

GEBHARDT (1994) sieht einen übergeordneten Steuerungsmechanismus in tektonischen Aktivitäten, die die "fining-upward"-Zyklen verursachen.

Die in der Elbe-Subgruppe zweifellos vorhandene Klimazyklizität steuert die interne Untergliederung der Dethlingen- und der Hannover-Formation in Member.

Dementsprechend legt GEBHARDT die Basis der Elbe-Subgruppe (Dethlingen-Formation) an die Basis des weit in das Becken hinein verfolgbaren Hauptsandsteins.

Im Beckenzentrum treten als Liegend - und Hangendbegleiter bzw. als laterale Vertreter der Salinare "bunte", z.T. karbonatische oder anhydritische, häufig fein laminierte Tonsteine auf, die als "Litholeithorizonte" (BEHRENDT, 1990 und 1993) bezeichnet werden und im gekernten Profilabschnitten wichtige Korrelationshilfen sind. Diese "Litholeithorizonte" zeigen häufig und nach oben zunehmend grünliche und graue Farben, die z.T. auf erhöhte Gehalte an organischer Substanz zurückzuführen sind.

Die Elbe-Subgruppe wird in die Dethlingen- und Hannover-Formation untergliedert. Die Grenze zwischen diesen beiden Formationen wird mit der Ameland-Ingression nach GAST (1991) an der Basis des Ebstorf-Members gezogen. Diese Ingression markiert eine starke Ausdehnung des Rotliegend-Salzsees, die in der Provinz Ameland (Niederlande) besonders deutlich ausgeprägt ist.

# **Dethlingen-Formation**

In der Dethlingen-Formation, tritt zunehmend eine durch Wasserspiegelschwankungen des perennierenden Salzsees verursachte zyklische Sedimentation im Beckenzentrum auf.

Im Beckenzentrum (Bereich der heutigen Nordsee und südlich anschließende Gebiete) beginnt die feinklastisch zyklische Sedimentation eines gigantischen perennierenden Salzsees, der mit Beginn der Elbe-Subgruppe entsteht und sich stetig nach Westen, vor allem aber nach Süden und Osten ausdehnt. Dieses bewirkt eine nahezu bruchlose thermische Subsidenz des Norddeutschen Beckens.

Im West-Teil des Norddeutschen Beckens kommt es zu einer Verstärkung der Reliefenergie mit entsprechendem Sedimenttransport in das Becken.

Die beckenweit verfolgbare zyklische Sedimentation mit Haliteinschaltungen in zentralen Bereichen wird durch klimatisch gesteuerte zyklische Wasserspiegelschwankungen verursacht und zudem durch marine Ingressionen vom Atlantik her beeinflusst (GEBHARDT, 1994). Strenggenommen ist nur im Bereich dieses Sees eine Gliederung der Dethlingen-Formation in sieben Member möglich. Hier finden sich die reicheren Faunen mit Conchostraken, Ostrakoden und Muscheln. Auch die Anzeichen für marine Einflüsse (Foraminiferen, Muscheln) bleiben auf diese Fazies beschränkt.

Nach Meinung GEBHARDT'S (1994, zitiert in GEMMEL, 1997) ist die Ursache für die kurzzeitigen Meereseinbrüche in steigenden Meeresspiegeln zu suchen, welche wahrscheinlich eine trennende Hochlage zum Norddeutschen Becken überspülten und das zeitweise bis zu 250m unter NN (GLENNIE, 1990; zitiert in GEMMEL, 1997) liegende Rotliegendbecken schlagartig fluteten.

Nach GAST (1991, zitiert in GEMMEL, 1997) ist jedoch primär eine zunehmende Humidität des Klimas mit erhöhten Niederschlägen für eine Flutung des Beckens und damit Verschiebung der Fazieszonen ausschlaggebend gewesen. Durch den erhöhten Wasserspiegel wurde eventuell erst eine Verbindung zum offenen Weltmeer geschaffen.

Die Füllung des Beckens wird einerseits gesteuert durch die Anlieferung des klastischen Materials (meist durch Schwemmfächer), andererseits durch zyklische Wasserspiegelschwankungen des großen kontinentalen Salzsees, der sich zeitweise über eine Länge von über 1.000 km erstreckt. Rein äolische Sande treten im Bereich der Nordsee zwischen Holland und England auf.

Im Becken kann aus der regionalen Verbreitung der Halitbänke auf eine etappenweise Ausweitung des Playa-Sees geschlossen werden (TRUSHEIM, 1971). Die mächtigsten Halitlagen wurden im Gebiet zwischen dem Horngraben und der Elbmündung beobachtet.

Im Bereich der südlichen deutschen Nordsee herrschte zur Zeit der Dethlingen-Formation größtenteils Sabkha-Fazies vor und es wurden in erster Linie Evaporite und Tone, die zum Teil siltig oder anhydritisch ausgebildet sind, abgelagert.

#### **Hannover-Formation**

Mit der Hannover-Formation endet (nach GRALLA, 1988) die kontinentale Sedimentation des Beckens endgültig und erreicht ihre größte räumliche Ausdehnung (im Westen bis nach England).

Der schon in der Dethlingen-Formation ausgebildete zyklische Sedimentationsverlauf des damals noch vorwiegend kontinentalen Binnensees prägt sich in der Hannover-Formation weiterhin deutlich aus. Transgressions- und Regressionsphasen bedingten die Zyklizität der Folgen. Aufgrund dieser Zyklizität können Schichten von charakteristischem Habitus über weite Beckenbereiche korreliert werden.

Die insgesamt sieben Member der Hannover-Formation lassen sich fast überall gut abgrenzen.

Mit der enormen Ausdehnung des Salzsees ist offenbar eine Einbindung in ein regionales Drainage-System verbunden, die nach der Müritz-Subgruppe erstmals wieder die Einwanderung obligatorisch aquatischer Organismen (Fische) ermöglicht. Wiederholte und nach oben zunehmende Verbindungen zum offenen Meer werden durch marine Faunen-Elemente (Fische, Muscheln, Foraminiferen) belegt. Die thermische Subsidenz des Norddeutschen Beckens setzt sich in der Hannover-Formation fort. Die Gesamtmächtigkeit dieser Formation unterscheidet sich nicht sehr von der vorangegangenen Dethlingen-Formation.

Infolge der Absenkung im gesamten Rotliegend-Becken und den zyklischen Wasserspiegelschwankungen des sich vergrößernden perennierenden Salzsees änderte sich auch die Verteilung der Halite und der verschiedenen klastischen Ablagerungen im Norddeutschen Becken. In Richtung Becken-Zentrum dominieren Salz-Lagen.

Im tieferen Bereich der Hannover-Formation wird das Sedimentationsregime jetzt fast ausschließlich durch die zyklischen Seespiegelschwankungen bestimmt und die Phasen eines mehr oder weniger stabilen Wasserstandes sind ausgeprägter entwickelt.

Im zentralen Bereich des Beckens liegt eine zyklische Wechsellagerung von Rotsedimenten der Playa-Fazies mit eingeschalteten, z.T. mächtigen Halit-Bänken vor.

Im gesamten Becken weitet sich die Salinar-Fazies vom Liegenden zum Hangenden immer weiter aus.

# 6.2 Stratigraphie des Rotliegend

Aufgrund der Teilung Deutschlands in BRD und DDR, kam es zu einer unabhängig voneinander erarbeiteten stratigraphischen Gliederung für das Rotliegend des Norddeutschen Beckens westlich und östlich der innerdeutschen Grenze. Nach der Vereinigung beider deutscher Staaten 1989 bedurfte es der Konnektierung der unterschiedlichen Gliederungssysteme.

Die heutigen Kenntnisse und Vorstellungen über die Ausbildung des Permokarbons im Norddeutschen Rotliegendbecken stützen sich auf umfassende stratigraphisch-lithologische Untersuchungen in der ersten Hälfte der neunziger Jahre. In diese Untersuchungen war auch der deutsche Nordseesektor einbezogen. Das Rotliegend wurde in dieser Zeit auf der Grundlage einander ergänzender stratigraphischer Untersuchungsmethoden durch eine spezielle Rotliegendkommission neu gegliedert und korreliert. Mitglieder dieser Arbeitsgruppe waren Vertreter aller deutschen Erdgasfirmen (BEB, DEEG, EEG, ITAG, MEEG, RWE-DEA, Wintershall), Vertreter der Deutschen Union für Geologische Wissenschaften (DUGW) und das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung in Hannover, dem die Leitung und Gesamtbearbeitung oblag.

Die für das gesamte Becken von der Nordsee bis zur Oder einheitliche Neugliederung kann als näherungsweise chronostratigraphisch angesehen werden und wurde in SCHRÖDER et al. 1995 veröffentlicht. Der Schwerpunkt lag hier in der Neugliederung des höheren Rotliegend (Havel- und Elbe-Subgruppe). Eine weitere Arbeitsgruppe befasste sich besonders mit den tiefer liegenden Schichten des Rotliegend (Altmark-Subgruppe) im Norddeutschen Becken. Dieses ist nachzulesen in einer Rotliegend-Monographie, herausgegeben von PLEIN 1995.

Die stratigraphische Gliederung des Rotliegend wurde also in den vergangenen Jahren immer wieder aktualisiert. In Abbildung 13 (S. 42) wird die alte Gliederung nach HEDEMANN (et al., 1984) der Gliederung von GAST (1991) und der neuen Einteilung gegenübergestellt.

Parallel zu den Arbeiten der Rottlegendkommission fanden im Auftrag der BEB an der Bergakademie Freiberg mikropaläontologische Untersuchungen an ausgewählten Nordseebohrungen statt (u.a. B-2), deren überraschende Ergebnisse eine teilweise Revision der bisherigen stratigraphischen Zuordnung erforderten. Betroffen sind nach heutigem Kenntnisstand folgende fünf Bohrungen: B-2, H-15-2, H-18-1, J-13-2 und J-13-1 (s. Anlage: Log-Korrelations-Profil SW-NE; Lage des Profils s. Abb. 14, S. 43).

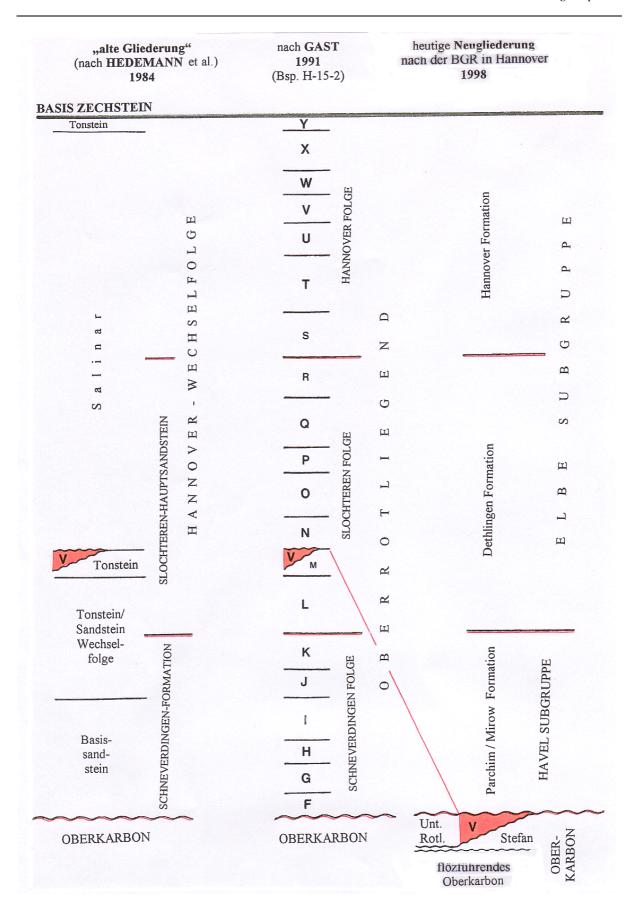


Abb. 13: Stratigraphische Gliederung des Rotliegend in der südlichen deutschen Nordsee, nach alten und neuen Gliederungskriterien.

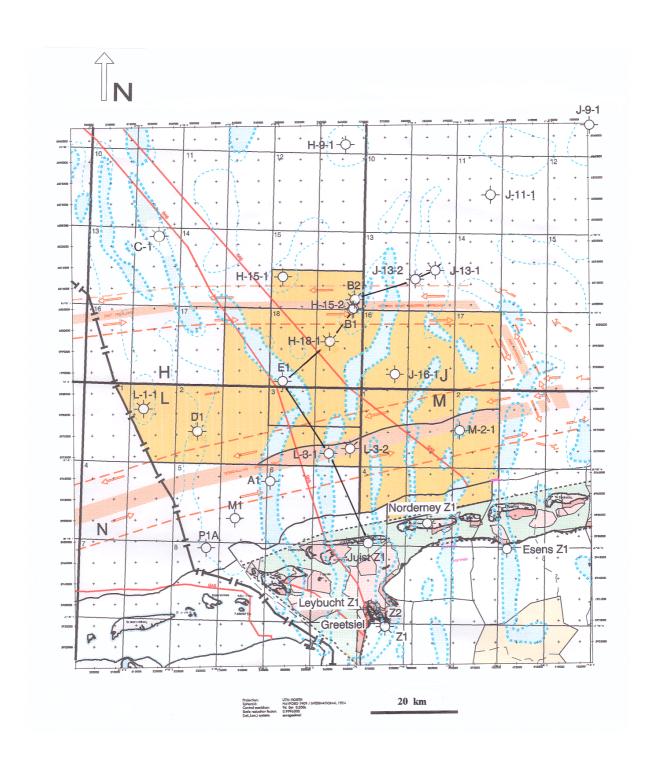


Abb. 14: Lageplan der Profile (Profile siehe Anlage).

<u>SW-NE-Profil</u>: Von E-1 über H-18-1 über H-15-2 über B-2 über J-13-2 zur J-13-1. <u>NW- SE-Profil</u>: Von E-1 über L-3-1 zur Juist Z1. Die in diesen Bohrungen bislang dem Oberrotliegend zugeordnete Wechselfolge-Fazies ist auf Grund der biostratigraphischen Befunde eindeutig älter: Die vorgefundenen Fossilgruppen (Conchostraken, Ostracoden, Sporen, Fischreste, Kalkalgen, Stromatolithe, Hydromedusen u.a.) belegen Unterrotliegend- oder auch Stefanalter.

Dieses ist auch in der Änderung der Charakteristik der Serien im Log zu sehen (s. Anlage: Log-Korrelations-Profil SW-NE; Lage Profil s. Abb. 14, S. 43). Der Abschnitt der GR-Kurve unterhalb der Basis Oberrotliegend ist lithologisch, gegenüber dem Abschnitt oberhalb der Karbon- bzw. Unterrotliegend/Oberrotliegend-Grenze, stark differenziert. Diese andersartige Fazies im Liegenden des Oberrotliegend wurde biostratigraphisch (durch Kalkbänke mit limnischen Ostrakoden) und aufgrund des Auftretens geringmächtiger Sande bestätigt. Die Neubestimmung der Faunen verweist auf ein vorherrschendes Milieu von kleineren Süßwasser-Seen, ähnlich dem Unterrotliegend in Süddeutschland (fernmündlich M. PASTERNACK, BGR Hannover).

Petrographisch ist diese Folge durch die gelegentliche Einschaltung von Kalksteinen, Tuffen sowie bunten Tonen (ziegelrot, violett, grüngrau) gekennzeichnet.

Letztere, sogenannte Laminite (Litholeithorizonte) sind hingegen nicht als Begleiter der havelzeitlichen Salzsumpfbildungen anzutreffen bzw. zu erwarten (Arbeitsgebiet). Diese Laminit-Horizonte sind nur mit Hilfe von Bohrkernen eindeutig zu bestimmen (mündlich S. SÜßMUTH).

Detailliertere Angaben zur genauen biostratigraphischen Abgrenzung (also Hinweise auf die Grenze zwischen Stefan und Altmark-Subgruppe oder evtl. Anteile der Müritz-Subgruppe) sind nicht möglich, da die endgültigen Ergebnisse seitens BEB vertraulich behandelt wurden. Neu ist auch der Nachweis eines Basaltlagers im Top der Wechselfolge der fünf Bohrungen H-15-2, J-11-1, J-5-1, J-13-1 (Tufflagen) und J-16-1 (s. Anlage: Log-Korrelations-Profil SW-NE und Bohrungs-Log J-16-1; Lage Profil und Bohrung s. Abb. 14, S. 43). Dies spricht für eine Zuordnung zum Unterrotliegend bzw. zur Altmark-Subgruppe (s. Kapitel 6.1, S. 33 ff).

Die stratigraphische Umstufung der genannten Schichtenfolge ist für die Ableitung der paläogeographischen Verhältnisse zur Havelzeit und für die stratigraphische Zuordnung der bisherigen Gasfunde von großer Bedeutung.

Durch die Neugliederung liegen die ehemals als Basissande des Oberrotliegend bezeichneten Reservoir-Sande nun teilweise im Oberkarbon (Stefan und Westfal D) bzw. im Unterrotliegend (Altmark-Subgruppe). Die Exploration auf "Rotliegend-Gas" wird damit z.T. zu einer Exploration auf "Oberkarbon-Gas"!

Zur Neugliederung des Rotliegend und der teilweise neuen Namensgebung kann ergänzend ausgeführt werden:

Bisher wurde das Rotliegend in zwei Abschnitte, das Oberrotliegend und Unterrotliegend, gegliedert.

Der frühere Begriff **Oberrotliegend** wird durch die Subgruppen-Namen MÜRITZ, HAVEL und ELBE ersetzt.

# MÜRITZ-Subgruppe

Sicher belegte Sedimente der Müritz-Subgruppe wurden bisher lediglich im Ostteil des Norddeutschen Beckens in drei Bohrungen angetroffen.

# **HAVEL-Subgruppe**

Die Ablagerungen der Havel-Subgruppe zeigen den Beginn einer intensiveren Beckensubsidenz an.

Die Havel-Subgruppe wurde nach dem Fluss Havel in Brandenburg benannt, in dessen Bereich im Untergrund eine ausgedehnte Rotliegend-Senke mit hohen Sedimentmächtigkeiten erbohrt wurde (GEBHARDT et al., 1995).

Die Parchim-Formationen der Havel-Subgruppe ist in Form von Dünensandsteinen (z.B. 92 m in der Bohrung Norderney Z1) zur Ablagerung gelangt.

Als "Havel-Sandstein" werden sowohl diese äolischen Sedimentfüllungen, als auch ein fluviatiler havelzeitlicher Sandstein bezeichnet, eben jeder havelzeitliche Sandstein.

Die äolischen Genesen werden auch als "Schneverdingen-Sandstein" bezeichnet. Der Begriff "Schneverdingen-Sandstein" kennzeichnet jedoch generell die äolischen Sande, garantiert also nicht unbedingt havelzeitliches Alter (mündlich S. SÜßMUTH).

Die Havel-Subgruppe wird (nach SCHRÖDER et al., 1995) in die *Parchim*- und die *Mirow*-Formation unterteilt.

Diese sogenannten "Formationen" des Oberrotliegend entsprechen (nach GRALLA, 1988) den Hauptentwicklungsstadien der Beckenabsenkung.

#### **Parchim-Formation**

Die Parchim-Formation wurde nach der Mecklenburger Stadt Parchim (bei Schwerin) benannt. Diese Formation ist bisher auf Grund der unterschiedlichen Aufschlussverhältnisse überwiegend im östlichen Zentralteil des Norddeutschen Beckens zu finden.

#### **Mirow-Formation**

Die Mirow-Formation wurde nach der mecklenburgischen Kleinstadt Mirow benannt. Sie lagert im Bereich der Nordsee auf Unterrotliegend-Vulkaniten bzw. der Altmark-Subgruppe oder Karbon (meist Stefan) auf. Die Obergrenze der Mirow-Formation bildet die Basis der Elbe-Subgruppe (GEBHARDT et al., 1995).

Die Havel-Subgruppe wurde im Arbeitsgebiet in den Bohrungen Juist Z1, J-16-1, E-1, L-1-1, J-11-1, D-1, L-3-1, J-13-2 und J-13-1 angetroffen (s. Abb. 15, S. 47).)

# **ELBE-Subgruppe**

Die Elbe-Subgruppe hat ihren Namen nach dem Fluss Elbe erhalten. Im Bereich seines Unterlaufs liegen mächtige und z.T. typische Profilfolgen dieser Subgruppe (GAST und GEBHARDT, 1995).

An der Basis der Elbe-Subgruppe ist bereits mariner Einfluss nachweisbar und dient als ein Merkmal zur Abgrenzung gegen die rein kontinental sedimentierte Havel-Subgruppe.

Die Elbe-Subgruppe wird heute unterteilt in die *Dethlingen*- und die *Hannover*-Formation.

# **Dethlingen-Formation**

Die Dethlingen-Formation wurde nach der Ortschaft Dethlingen, die zwischen Soltau und Uelzen liegt, benannt (GAST und GEBHARDT, 1995).

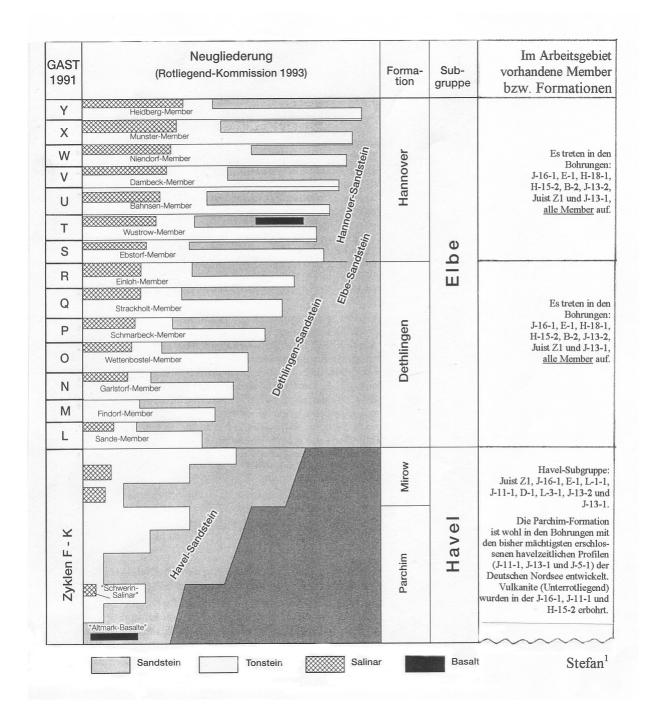


Abb. 15: Synoptische stratigraphische Tabelle des Rotliegend im Norddeutschen Becken. (Ergänzt nach SCHRÖDER et al., 1995).

Stefan: B-2, J-13-2 und H-15-2 (unsicher)

Westfal D: L-3-1

Westfal D/C: E-1 und L-3-1

Die Dethlingen-Formation liegt über der Havel-Graben-Zone (im Zentralteil ist als summarischer Effekt von Scherbewegungen jedoch durchaus ein zusammenhängendes havelzeitliches Becken anzunehmen; mündl. SÜßMUTH) und bedeckt (nach HOCK et al., 1995) große Gebiete des Rotliegend-Beckens.

Die Dethlingen-Formation kann (nach GAST und GEBHARDT, 1995) aufgrund der zyklischen Sedimentation in sieben Member untergliedert werden, die im wesentlichen den Zyklen L bis R von GAST (1991) entsprechen (s. Abb. 15, S. 47).

Mit Annäherung an den Beckenrand verschmelzen diese sieben <u>Member</u> zunehmend miteinander und gehen in die "Hauptsandstein"-Fazies über, die dann im stratigraphischen Sinne als "Dethlingen-Sandstein" bezeichnet wird.

Im Arbeitsgebiet treten in sämtlichen Bohrungen alle Member der Dethlingen-Formation auf (s. Abb. 15, S. 47).

# **Hannover-Formation**

Die Hannover-Formation wurde nach der niedersächsischen Landeshauptstadt benannt (PLEIN, 1995).

Sie umfasst den höchsten Abschnitt des Oberrotliegend und ist damit die jüngste Rotliegend-Folge des Nordwestdeutschen Beckens.

Die Hannover-Formation wird im gesamten Verbreitungsgebiet vom Zechstein überlagert. Sie kann in sieben Member untergliedert werden, die den Zyklen S bis Y von GAST (1991) entsprechen (PLEIN, 1995).

Entlang der gesamten Süd-Küste des Rotliegend-Beckens entwickelte sich in Ufernähe während der Hannover-Formation ein aus Quarzsanden bestehender küstenparalleler Sandgürtel. Dieser bildet die verschiedenen Sandsteine der einzelnen Member der Hannover-Formation und wurde früher als "Hannover-Wechselfolge" beschrieben (SCHRÖDER et al., 1995). Die Charakteristik und Mächtigkeit der Sandanteile innerhalb dieser WNW-ESE streichenden südlichen Randzone nimmt nach GRALLA (1988) zum Top der Rotliegend-Sedimente ab.

Auch die Member der Hannover-Formation treten in sämtlichen Bohrungen im Arbeitsgebiet vollständig auf (s. Abb. 15, S. 47).

# 6.3 Sequenzstratigraphie / Korrelationskriterien

Eine Hilfe bei der Gliederung der Ablagerungen des Rotliegend im Norddeutschen Becken sind die Logs, insbesondere für Fazies-Informationen bei ungekernten Intervallen.

Das GR-Log wurde dank seiner guten Korrelierbarkeit zum Standard-Arbeitsmittel für die lithofazielle Ansprache der Rotliegend-Sedimente (GRALLA, 1988). Zusätzlich müssen aber auch noch das LDL- und das SONIC-Log zur Auswertung hinzugezogen werden, um das Gestein eindeutig bestimmen zu können<sup>1</sup>.

Eine exakt durchgeführte GR-Korrelation sollte nach GRALLA (1988) möglichst durch weitere Bohrlochmessungen, Spülproben- und Kernuntersuchungen abgesichert werden.

Große Bereiche der Rotliegendablagerungen zeigen eine Zyklizität in der Übereinanderfolge der Sedimente, d.h. eine Art "Merkmalsspektrum". Solche Sedimentationszyklen zeigen, dass sich der Sedimentationsprozess nach mehr oder weniger deutlich sichtbaren Regeln abspielt.

Im Rotliegend-Becken wurden die Sedimentabfolgen und ihre räumliche Verteilung durch zyklische Seespiegelschwankungen beeinflusst. Der wichtigste Einfluss-Faktor dieser eustatischen Seespiegel-Stände ist das Klima.

Es gilt nun diese Zyklizität der Sedimentabfolge zu interpretieren und sie sich für die Korrelation von Bohrlogs über weite Strecken zu Hilfe zu nehmen. In der Interpretation, d.h. Deutung dieser Zyklen herrschen verschiedene Meinungen vor, von denen die Ansichten verschiedener Autoren im Folgenden kurz erläutert werden.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Abgesehen von den seltenen Fällen des Auftretens von merkbaren Thorium- oder Urankonzentrationen ist die Radioaktivität der Sedimente durch das Kalium-Isotop K-40 bedingt, welches mit einem Anteil von 0,011% im natürlichen Kalium vorhanden ist.

Tone haben wegen ihres hohen Kaliumgehaltes hohe, Sande wegen ihres geringen Kaliumgehaltes geringe Gamma-Aktivitäten. Gleiches gilt für Anhydrite und Dolomite, so dass die Gesteinsdichte als wesentliches Unterscheidungsmerkmal herangezogen werden sollte. Die Hauptanwendung der Gammastrahlenmessung liegt in der Korrelation der Schichtenfolge in verschiedenen Bohrungen sowie in einer Unterscheidung von Tonen und Sanden. (Aus: LAURIEN, 1966).

# **GAST (1995)**

unterscheidet und benennt besonders gut korrelierbare Horizonte folgendermaßen (s. Abb. 16):

- die sogenannte "Sequence Boundary" (SB) = Fläche maximaler Erosion und
- der "Maximum Flooding Surface" (MFS) = der Horizont des ersten Transgressionsmaximums.

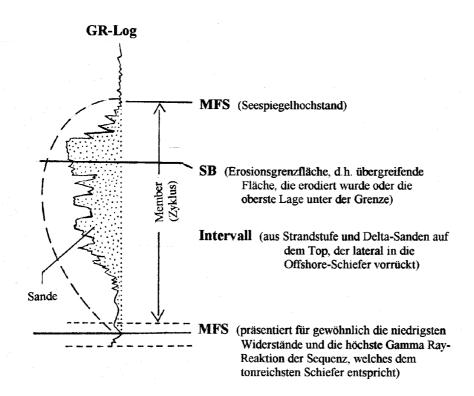


Abb. 16: Beispiel einer Bohrlochmessung eines Strandsandes im Rotliegend-Becken mit sequenzstratigraphischen Begriffen. (Verändert nach VAIL et al., 1990; zitiert in GAST, 1995).

Dieses Beispiel einer Bohrlochmessung zeigt die charakteristische zyklische Sedimentationsentwicklung des Rotliegend-Salzsees. Mit Hilfe dieser Abbildung lässt sich die gute Korrelierbarkeit der SB- und MFS-Horizonte verdeutlichen:

 Der "Maximum Flooding Surface" (MFS), also die Zeit eines Seespiegelhochstands (nach Beginn einer Transgression), zeigt sich in einem GR-Log als höchste Reaktion einer Sequenz (d.h. höchste GR-Werte), welches dem tonreichsten Schiefer entspricht (geringste Reliefenergie). Der MFS ist Ausdruck der maximalen Ausdehnung der Wasserfläche.

Die meisten Rotliegend-Sequenzen bzw. "Member" beginnen und enden mit einem MFS. Sie sind also im Idealfall vollständig entwickelt (wie auf Abb. 16 S. 50 zu sehen ist) und zeigen im Log einen typischen Bogenverlauf.

Mit Hilfe dieser MFS-Horizonte lassen sich die Abfolgen des Rotliegend-Salzsees lateral mit den Küstensedimenten und diese wiederum mit den Abfolgen des mehr äolisch und fluviatil geprägten Hinterlandes korrelieren.

• Eine <u>"Sequence Boundary" (SB)</u> stellt die Fläche maximaler Erosion dar. Sie bildet die Grenze zwischen Regression und Transgression (am Beobachtungspunkt, d.h. Bohrung oder Aufschluss). Eine SB entspricht also dem Zeitpunkt maximaler Regression.

Im Beckenzentrum sind die SB's in den Salzablagerungen verborgen. 1991 geht GAST davon aus, dass einzeln eingeschaltete Salzlagen regressive Phasen (± "Sequence Boundaries") repräsentieren, die am Beckenrand entweder mit Sandsteinen oder mit Sedimentationslücken zu korrelieren sind.

GRALLA (1988) korreliert Salzlagen des Beckentieferen mit Tonsteinen am Beckenrand.

# **GRALLA (1988)**

beschreibt drei miteinander zusammenhängende GR-Log-Korrelationskriterien:

- 1. Logkorrelation vom Top zur Basis (vollständiges Gamma Ray Log-Profil),
- 2. Korrelation mit Standardniveaus und
- 3. Fazies- und Detailkorrelation.

Nach GRALLA (1988) entsprechen die einzelnen Salinare und Sandsteine quasiisochronen Einheiten, die untereinander bedingt durch die zeitliche Abfolge zu korrelieren sind. Die Unterteilung in quasiisochrone Abschnitt wird ausschließlich durch lithostratigraphisch/lithofazielle Kriterien belegt, da bei einer systematischen Ansprache und Einteilung lithostratigraphischer Einheiten, zur Vermeidung von Abgrenzungsschwierigkeiten die gleichzeitige Benutzung diachroner und quasiisochroner Ordnungskriterien vermieden werden sollten.

Nach GRALLA (1988) bilden charakteristische Sandsteinbänke/-schichten neben markanten Halithorizonten das stratigraphische Gerüst. Diese Schichteneinteilung basiert auf rezessiven Zyklen im Sinne der von BEHRENDT (1993) beschriebenen Leithorizont (LH) -Zyklen.

-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> quasiisochron = beinahe gleich lang dauernd

Fast in jedem Fall beginnt ein derartiger Zyklus mit einer Halitbank an der Basis und endet an der Hangendgrenze mit einem Sandstein, d.h. von der niedrigsten zur größten Reliefenergie.

# **BEHRENDT (1990 und 1993)**

Diese eben erwähnten LH-Zyklen setzen sich z.B. im Beckenzentrum aus markanten Halitlagen, die in unmittelbar Hangendem und Liegenden von markanten Laminiten begleitet werden, zusammen. Die bei GRALLA (1988) angegebene Schichteneinteilung der Hannover-Formation basiert auf rezessiven Zyklen im Sinne der LH-Zyklen der Arbeit von BEHRENDT (1990).

Im Gegensatz zu den Sohlbanktypen der klastischen Zyklen repräsentieren die LH-Zyklen Dachbankzyklen. Die sedimentologischen Leithorizonte standen mit der Salinarfazies also überwiegend in enger Beziehung und sind als marine Ingressionssedimente zu deuten. Sie lassen sich über mehrere 100 km hinweg verfolgen.

Nach BEHRENDT (1990) sind Leithorizonte jedoch nur in gekernten Profilabschnitten nachzuweisen, da sie im Bereich der Siltstein-Tonstein-Serien auftreten und sich infolge ihrer generell zu verzeichnenden petrographischen Ähnlichkeit zu ihrer Umgebung in der Bohrlochmessung nicht abheben.

# Aus den Untersuchungen von GAST (1995), GRALLA (1988) und BEHRENDT (1990 und 1993) ergeben sich folgende Anwendungen für die Praxis:

- 1. Nach GAST (1995) können durch die gute Korrelierbarkeit von Tonsteinen der Seespiegelhochstandsphasen (Maximum Flooding Surfaces) weite Teile des Rotliegendbeckens gut miteinander verknüpft werden. Es wurden sedimentäre Zyklen ("Sequences") einer bestimmten Zeitdauer im Beckenzentrum der südlichen Nordsee definiert und erlauben nun eine bessere Einordnung und Beschreibung der gasführenden Rotliegend-Sandsteine.
- 2. Nach GRALLA (1988) sind die GR-Logs jeder Faziesprovinz durch eine Abfolge von Peak-Kombinationen charakterisiert. Hervorgehoben werden die für die Erdgasexploration bedeutenden Sandsteine. Die Veränderung von Peak-Kombinationen benachbarter Bohrungen gibt Aufschluss über die fazielle Veränderung innerhalb der Provinz.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> diachron = entwicklungsgemäß betrachtet

3. Die von **BEHRENDT** (**1990 und 1993**) untersuchten markanten Laminite dienen als Leithorizonte der Korrelation über weite Strecken des Nordwestdeutschen Beckens und damit zum besseren Verständnis der Ablagerungsgeschichte in diesem Raum.

# **6.4 Zusammenfassung**

Die Lithologie und die Poroperm-Eigenschaften der Sandsteine des Oberkarbon und Rotliegend bestimmen zu einem großen Teil den möglichen Erfolg der Gas-Exploration in Nordwest-Deutschland.

Die Havel-Subgruppe besteht im Arbeitsgebiet, im Raum der Bohrungen J-13-1, J-11-1 und J-5-1 hauptsächlich aus Sabkha- und Salzsumpfablagerungen.

Der beckenrandlich abgelagerte Dethlingen-Hauptsandstein (Elbe-Subgruppe) kann sowohl äolischen als auch fluviatilen Ursprungs sein.

Die Lithologie des Rotliegend wurde bestimmt durch die Zyklizität der Schichten (Wechsel von Sanden, Tonen und Halitlagen), die wiederum eine Folge der Transgressions- und Regressionsphasen des damals noch vorwiegend kontinentalen Binnensees war.

Die stratigraphische Gliederung des Rotliegend wurde durch die BGR (Hannover) 1998 neu definiert.

Der in einigen Bohrungen (z.B. H-15-2, J-16-1 und J-11-1) auftretende <u>Vulkanit</u> ist vermutlich ins Unterrotliegend bzw. in die Altmark-Subgruppe zu stellen. Die neue stratigraphische Zuordnung des Vulkanits wird belegt durch die Änderung der Bohr-Log-Charakteristik der Serien oberhalb und unterhalb der Oberkarbon/Rotliegend-Grenze. Dieses wird wiederum biostratigraphisch durch Kalkbänke mit limnischen Ostrakoden und durch das Auftreten relativ geringmächtiger Sande (Wechselfolgefazies) bestätigt. Der Vulkanit grenzt lokal das Rotliegend vom Oberkarbon ab. In den benachbarten Bohrungen H-18-1 und B-2 ist dieser Vulkanit jedoch wieder erodiert oder gar nicht erst abgelagert worden.

Durch die Neugliederung werden die im Arbeitsgebiet ehemals als Basissande des Oberrotliegend bezeichneten Reservoir-Sande nun teilweise im Oberkarbon (Stefan oder Westfal-D) gestellt.

Die Exploration auf "Rotliegend-Gas" wird damit zu einer Exploration auf Oberkarbon-Gas. Bei der Gliederung der Ablagerungen des Rotliegend im Nordwestdeutschen Becken sind die während einer Bohrung aufgenommenen Logs eine große Hilfe. Dank seiner guten Korrelierbarkeit wurde das GR-Log zum Standard-Arbeitsmittel für die lithofazielle Ansprache der Rotliegend-Sedimente.

Im Rotliegend-Becken kam es, bedingt durch das Klima, zu zyklischen Seespiegelschwankungen, die in den Ablagerungen sogenannte "Sedimentationszyklen" hinterlassen haben. Diese Art "Merkmalsspektrum" enthält besonders gut korrelierbare Horizonte (Maximum Flooding Surface und Sequence Boundary).

7. SPEICHEREIGENSCHAFTEN DER ROTLIEGEND- UND OBERKARBON-SANDE

Der *Havel-Sandstein* besteht aus äolischen Sedimenten mit guten primären Speichereigenschaften.

Folgende entwicklungsgeschichtlichen Bedingungen bestimmen (nach DRONG et al., 1982) die günstige Speicherausbildung des *Havel-Sandsteins* des tieferen Rotliegend:

- a) Dünensedimentation,
- b) Kumulation und Erhaltung der Dünen in Grabeneinbrüchen,
- c) mittelkörnige, durch kräftige Winde gut sortierte und verrundete Sande mit "Coatings",
- d) geringe Frühzementation aufgrund arider Bedingungen im Sedimentationsraum,
- e) gehemmte Versenkungsdiagenese aufgrund räumlicher Bedingungen und
- f) sekundäre Porosität durch partielle Feldspatlösung (lokal).

Ein Sandstein, der in der *Havel-Subgruppe* auftritt und gute Reservoir-Qualitäten aufführt, ist der "*Hämatit-Typ-Sandstein*" (nach HOCK et al., 1995), der äolischen Ursprungs ist. Er verfügt in der Regel über eine gute Porosität zwischen 10 und 20 %. Es handelt sich hier um einen mittel- bis grobkörnigen, einigermaßen bis gut sortierten Sandstein, meist ohne sichtbare Einlagerungen. Charakteristisch für diesen Sandstein sind die Hämatit-Überzüge um die Detritus-Körner.

Die Speichereigenschaften eines Sediments basieren (nach HOCK et al., 1995) auf

- 1. den Unterschieden in der mineralogischen Zusammensetzung,
- 2. dem Poren-Volumen und
- 3. den Porositäts-Typen.

Diese Parameter sind größtenteils das Ergebnis diagenetischer Prozesse.

Zum Thema "Speichereigenschaften der Rotliegend- und Oberkarbon-Sande" wurde die Beziehung zwischen den Reservoir-Parametern Porosität und Permeabilität eingehender untersucht.

In den beiden oberen Diagrammen in Abbildung 17 auf Seite 57 wird die der Porosität bzw. Permeabilität aller Rotliegend- und Oberkarbon-Sandsteine (Daten aus 14 Bohrungen) der Teufe gegenübergestellt. Im unteren Diagramm wird die Porosität vs. Permeabilität dargestellt.

- Eine Beziehung zwischen der Porosität bzw. Permeabilität und der Teufe ist in der Summendarstellung für Rotliegend- und Oberkarbon-Sandsteine nicht erkennbar.
- Eine Beziehung zwischen Porosität und Permeabilität kann aufgrund der Datenaufarbeitung im Diagramm statistisch nur sehr begrenzt festgestellt werden.

Es ist hier jedoch eine generelle Häufung der Werte bei niedrigen Permeabilitäten festzustellen, wobei die Kombination Porosität bei ca. 10% und Permeabilität bei ca. 5 mD häufig und typisch ist.

In den beiden Diagrammen in Abbildung 18 auf Seite 58, sind die Rotliegend- und Oberkarbon-Sande (wahrscheinlich Stefan) getrennt dargestellt (Daten aus vier Bohrungen). Es wurde jeweils die Porosität gegen die Teufe abgetragen. Es zeigt sich:

- In der Einzeldarstellung für Oberkarbon-Sandsteine ist eine Beziehung zwischen Porosität und Teufe angedeutet. Die Trendlinie zeigt einen Anstieg der Porosität mit abnehmender Teufe an.
- Es kann jedoch aufgrund dieser Einzelauswertung keine Aussage darüber gemacht werden, ob nun Rotliegend- oder Oberkarbon-Sande die höheren Porositäten aufweisen.

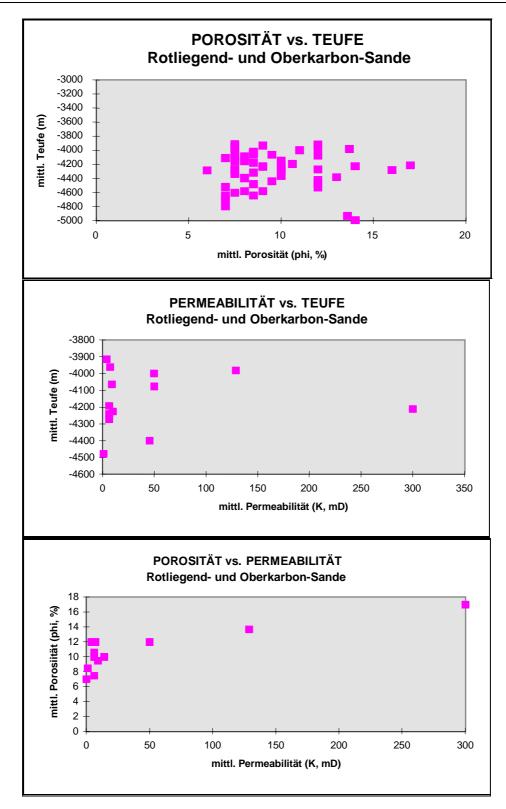
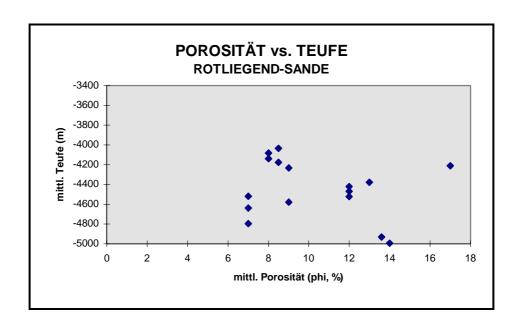


Abb. 17: Porosität und Permeabilität versus Teufe bzw. Porosität versus Permeabilität, Rotliegend- und Oberkarbon-Sandsteine betreffend. Daten aus 14 Bohrungen.



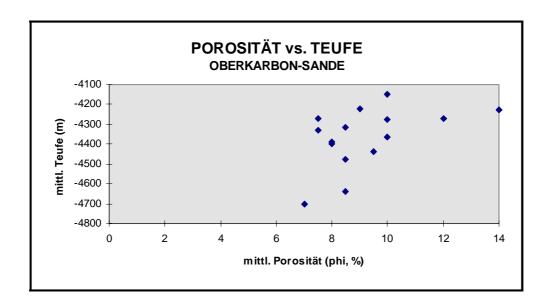


Abb. 18: Porosität versus Teufe, Daten aus vier Bohrungen. Rotliegend-Sande und Oberkarbon-Sande getrennt betrachtet.

# 7.1 Zusammenfassung

Die Speichereigenschaften der Rotliegend- und Oberkarbon-Sande sind ein entscheidender Parameter für eine mögliche Exploration auf Erdgas im Arbeitsgebiet.

Der im Arbeitsgebiet auftretende Havel-Sandstein der Mirow-Formation (Havel-Subgruppe) besteht aus äolischen Sedimenten und gibt mit seinen guten primären Speichereigenschaften Hoffnung auf ein mögliches Gas-Reservoir.

Um diese für die Erdgas-Exploration so wichtigen Speichereigenschaften der Rotliegend- und Oberkarbon-Sande zu überprüfen, wurde die Beziehung zwischen den Reservoir-Parametern Porosität und Permeabilität eingehender untersucht.

Folgende Fragen galt es zu beantworten:

- 1. Besteht ein Zusammenhang zwischen Porosität bzw. Permeabilität und Teufe aller Rotliegendund Oberkarbon-Sande (Daten aus 14 Bohrungen)?
- 2. Gibt es einen Zusammenhang zwischen Porosität und Permeabilität aller Rotliegend- und Oberkarbon-Sande (Daten aus 14 Bohrungen)?
- 3. Wie verhält sich die Porosität zur Teufe bei Rotliegend-Sanden und wie bei Oberkarbon-Sanden (Daten aus vier Bohrungen)?

Gibt es einen Unterschied?

#### Antworten:

- Eine Beziehung zwischen der Porosität bzw. Permeabilität und der Teufe ist für Rotliegendund Oberkarbon-Sandsteine nicht erkennbar. Speichereigenschaften der Rotliegend- und Oberkarbon-Sande sind daher kaum prognostizierbar.
- 2. Zwischen Porosität und Permeabilität ist für das Arbeitsgebiet eine gewisse Beziehung festzustellen. Typisch ist hier eine generelle Häufung der Werte bei ca. 10 % Porosität und bei ca. 5 mD Permeabilität.

3. Rein statistisch sind die Oberkarbon-Sandsteine qualitativ nicht schlechter als die Rotliegend-Sandsteine. In der Regel sind sie aber geringmächtiger, und lassen damit keine hohen Reservenerwartungen zu!

Generell ist zu erkennen, dass häufiger niedrige Porositäts- und Permeabilitätswerte auftreten als hohe Werte (d.h. > 10 % Porosität bzw. > 10 mD Permeabilität).

Das mit einem Reservoir verbundene Risiko ist insgesamt demnach relativ hoch.

# 8. GENESE (MIGRATION, MATURATION) UND QUALITÄT DES OBERKARBONGASES

# 8.1 Grundlagen der Erdöl- und Erdgas-Genese

Der wichtigste Parameter einer Play-Analyse ist ein ergiebiges <u>Muttergestein</u> (Source), da sich ohne dieses keine kommerziell nutzbaren Lagerstätten bilden können. Unter erhöhten Druckund Temperaturbedingungen wird das Erdgas in den tiefer abgesenkten Regionen der sedimentären Becken aus dem Muttergestein generiert.

Der Verlauf der Maturation und das Muttergesteinspotential bestimmen die Quantität und Qualität der entstehenden Kohlenwasserstoffe.

Zunächst wird die *Quantität*, d.h. die Menge des im potentiellen Muttergestein enthaltenen organischen Materials, untersucht. Diese Menge wird mit "TOC" (Total Organic Content) bezeichnet. Ab 1% wg TOC spricht man von einem Muttergestein. Bei 5-15 % TOC handelt es sich um ein gutes Muttergestein, in Ausnahmefällen wird bis zu 70 % TOC erreicht.

Die *Qualität* gibt Auskunft über die Zusammensetzung des Muttergesteins, d.h. seinen organischen Inhalt. Dieser gibt wiederum Aufschluß darüber, ob es sich primär um ein Öl oder Gas generierendes Muttergestein handelt. Abbildung 19, auf Seite 62 zeigt den Verlauf der Diagenese, Katagenese und Metagenese im Sediment.

Die <u>Maturation</u> zeigt den chemischen Werdegang vom organischen Ausgangsmaterial bis zur Generation von Erdöl und Erdgas auf. Diese ist abhängig von:

- 1. der Absenkung des Muttergesteins (Teufenlage der Flöze),
- 2. der hiermit verbundenen Zunahme der Temperatur und
- 3. der zur Verfügung stehenden (geologischen) Zeit (Dauer, während welcher die Kohleflöze der Höchsttemperatur ausgesetzt waren).

Der Gebirgsdruck spielt bei der chemischen Umwandlung keine wesentliche Rolle.

Wendet man diese Kriterien der Maturation (klassifiziert in Vitrinit-Reflexionswerten) auf das Schema in Abb. 19 an, dann liegen die Linien gleicher Reflexion (nach WELTE, 1976) schräg zur H/C- und O/C-Achse des Diagramms. (Siehe Abb. 20, Seite 63. Die Linien gleicher Reflexion sind gelb hervorgehoben!)

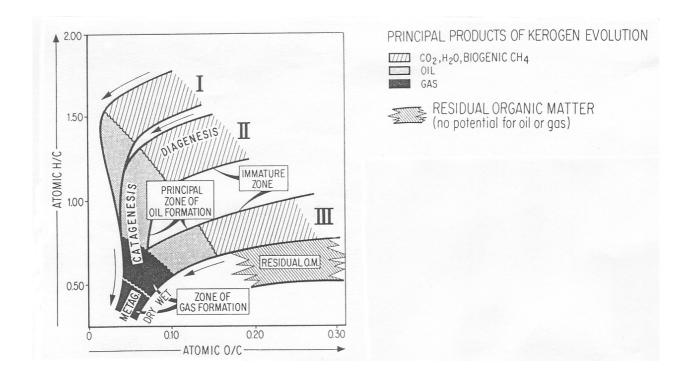


Abb. 19: Schematische Darstellung der Kerogen-Entwicklung, gezeigt im "van KREVELEN-Diagramm". Es werden die aufeinanderfolgenden Entwicklungs-Stadien aufgeführt und die wichtigsten Produkte, die während einer bestimmten Zeit entstehen. Die restlichen organischen Stoffe zeigen keinen Entwicklungs-Pfad auf. (TISSOT, 1973; zitiert in TISSOT und WELTE, 1984).

#### I, II, III = Kerogen-Typen

- I marines organisches Material; viel H<sub>2</sub>, wenig O<sub>2</sub>
  - es überwiegen alginitische Komponenten
  - ⇒ Öl-Muttergestein
  - II Mischtyp
    - kann primär sowohl Öl als auch Gas generieren
- II+III stärker terrestrisch beeinflußtes organisches Material, das überwiegend aus höheren Pflanzen abgeleitet werden kann und z.B. viel Holzsubstanzen aufgenommen hat und teilweise oxidiert wurde.
  - III kohlig-humide Komponenten (von höheren meist terrestrischen Pflanzen)
    - ⇒ Gas-Muttergestein

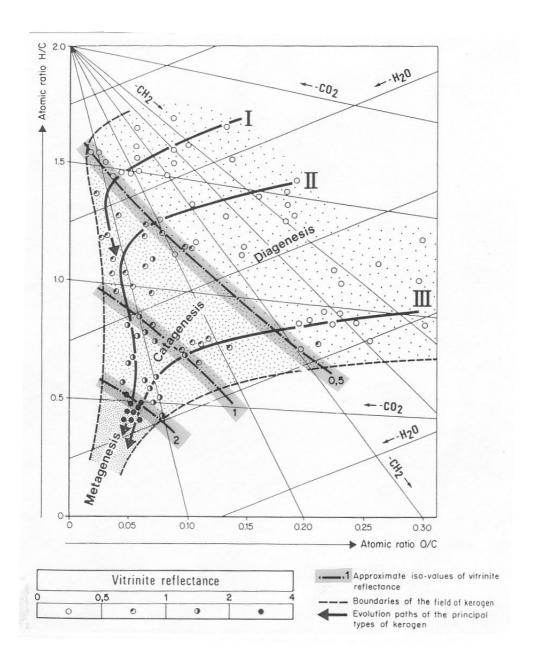


Abb. 20: Schematische Darstellung der Kerogen-Entwicklung von der Diagenese bis zur Metagenese im "van KREVELEN-Diagramm". Zum Vergleich werden die Linien gleicher Vitrinitreflexion ( $R_m$  in %) gezeigt.

(Aus: TISSOT und WELTE, 1984)

Mit zunehmender Inkohlung bzw. Maturation, d.h. auch Teufe, nähern sich die Kerogen-Entwicklungsbänder (I, II und III, in Abb. 20, S. 63) einander, bis letztlich aus allen drei Typen fast nur noch Methan (CH<sub>4</sub>) und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) zu erwarten ist.

Die gemessenen Reflexionswerte lassen eventuell eine Aussage über das Auftreten von Öl  $(0,5\text{-}1,35~\%~R_m)$ , nassem Gas  $(0,8\text{-}0,9~\%~R_m)$  oder trockenem Gas  $(1\text{-}3~\%~R_m)$  in der Lagerstätte zu. Die Reflexionswerte beziehen sich nicht auf bestimmte Muttergesteine, sondern auf die Horizonte, in der sich die Lagerstätten befinden (TEICHMÜLLER, 1971). Da diese in der Regel mehrere hundert Meter darüber liegen, sind die im Muttergestein erreichten Werte noch um einiges höher.

In geologisch jungen Gebieten (Tertiär-Becken), in denen wenig Zeit zur Ölgenese bestand, werden erfahrungsgemäß höhere Temperaturen benötigt, um den Ansatz der Ölgenese zu erreichen als in geologisch älteren Kohlenwasserstoff-Provinzen.

Nur Methan ist bei relativ hohen Temperaturen stabil, höhere Kohlenwasserstoffe aber zunehmend instabiler (s. Abb. 21).

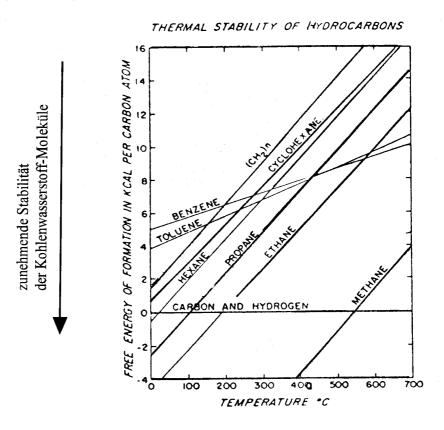


Abb. 21: Auf diesem Diagramm sind die freien Energien für bestimmte Kohlenwasserstoffe gegen die Temperatur aufgetragen. (Aus: WELTE, 1976).

Nach WELTE (1976) ist jegliche organische Substanz instabil. Sie strebt einem Gleichgewichtszustand oder einem Zustand höherer Stabilität zu. Ein Maß hierfür ist die freie Energie der verschiedenen Molekültypen der Kohlenwasserstoffe. Je kleiner die freie Energie ist, desto stabiler ist das Kohlenwasserstoff-Molekül bei zunehmender Temperatur.

In Abb. 21 (S. 64) sind die freien Energien für bestimmte Kohlenwasserstoffe gegen die Temperatur aufgetragen. Das Diagramm sagt also nur etwas über die thermodynamische Stabilität der Kohlenwasserstoffe aus. Die Linien für z.B. Methan, Äthan und Propan etc. zeigen, dass bei bestimmten Temperaturen, z.B. zwischen 300 und 100° C, nur noch Äthan und Propan einigermaßen stabil und alle anderen Kohlenwasserstoffe zunehmend instabil sind. Jede dieser Verbindungen strebt bei Temperaturzunahme einen möglichst kleinen Wert freier Energie an.

Demnach ist nur das Methan so stabil, dass es selbst in allergrößten Bohrteufen erwartet werden darf. In Temperaturbereichen in der Größenordnung von 200-250° C kann mit Sicherheit aber kein Öl mehr erwartet werden. Thermisch gesehen sind die gasförmigen Kohlenwasserstoffe also relativ stabil.

Ihr Erhalt wird jedoch durch die Präsenz von Sauerstoff (O<sub>2</sub>) und Schwefel (S<sub>2</sub>) gefährdet. Schwefel wird als H<sub>2</sub>S (Schwefelwasserstoff) vom Kerogen selbst produziert und setzt sich unter geologischen Bedingungen zusammen mit Sulfat (allg. Formel: Me<sub>2</sub><sup>1</sup>SO<sub>4</sub>; Me steht für Metall) gerne zu freiem Schwefel um. Freier Schwefel in Anwesenheit von H<sub>2</sub>S kann Polysulfide bilden. Die Anwesenheit dieser Oxidantien führt häufig zu einer Zerstörung der gasförmigen Kohlenwasserstoffe, selbst von Methan.

Die Entstehungsräume für Gas-Muttergesteine (Kohlen etc.) sind terrestrische oder randmarine Bereiche. Die Voraussetzungen für die Bildung von Muttergesteinen sind hier:

- hohe Sedimentation von biogenem Detritus und
- reduzierende (d.h. anaerobe) chemische Bedingungen im Sediment und an der Sedimentoberfläche.

Für die Beurteilung einer möglichen Migration sind folgende Parameter wichtig:

1. Ist eine vertikale Migration aus dem Muttergestein in das Speichergestein möglich oder könnte sie durch undurchlässige und ungestörte Zwischenlagen behindert sein?

- 2. Ist die als prospektiv angesehene Struktur vor oder nach der angenommenen Hauptmigrationsphase angelegt worden (Timing, Coincidence)?
- 3. Wie lang sind die Migrationswege und in welcher Größenordnung können sich die dabei auftretenden Migrationsverluste bewegen?
- 4. Wie groß ist die "Drainage Area" der Struktur und damit die Angebotsmenge von potentiell immigrierenden Kohlenwasserstoffen?

Diese Fragen können für das Arbeitsgebiet wie folgt beantwortet werden:

- 1. Eine vertikale Migration des Erdgases aus dem Muttergestein Karbon (z.B. flözführendes Westfal) in das Speichergestein (hauptsächlich Sande des Oberrotliegend) ist im Arbeitsgebiet möglich und durch zahlreiche Bohrungen nachgewiesen (s. Tab. I, Kap. 4, S. 15 f).
- 2. Die Frage nach dem "Timing" und "Coincidence" zwischen Struktur und Hauptmigrationsphase muss im Arbeitsgebiet für jede einzeln herausgearbeitete Struktur isoliert und immer wieder neu versucht beantwortet zu werden. Es ist eine der wichtigsten Fragen der Erdgasexploration und kann im Einzelfall sicher nur mit Hilfe aufwendiger Beckensimulations-Programme annähernd beantwortet werden.
- 3. Da das Rotliegend als Speichergestein unmittelbar über dem Karbon als Muttergestein abgelagert wurde, sind die Migrationswege und damit auch die Migrationsverluste gering. Teilweise haben flözführende Karbon-Schichten unmittelbaren Kontakt mit den Speichersanden des Oberrotliegend. Es besteht eher ein Problem des "Timings" mit dem abdeckenden Salzen. Während der Hauptentstehungsphase des Methans war im Arbeitsgebiet in einigen Regionen noch kein abdeckendes Gestein abgelagert worden, so dass auf diese Art und Weise ein Teil des methanreichen Gases verloren ging.
- 4. Das Kohle-führende Karbon als Muttergestein für die Kohlenwasserstoffe ist nach KETTEL (1994) mit Netto-Mächtigkeiten bis zu 10 m in den H- und J-Blöcken des Arbeitsgebietes vertreten. Die ausreichend große Angebotsmenge an Kohlenwasserstoffen zeigt sich auch in den bereits fündig gewordenen Bohrungen im Arbeitsgebiet (20.000-80.000 m³/h Zuflüsse, s. Anlagen).

## 8.2 Inkohlung und ihre Beziehung zur Erdöl-/Erdgas-Genese

Der Reifegrad der organischen Ausgangssubstanzen, meist durch die Vitrinitreflexion R<sub>0</sub> charakterisiert, bestimmt (nach STAHL, 1975) die Art der entstehenden Kohlenwasserstoffe und ist somit ein für die Kohlenwasserstoff-Exploration äußerst bedeutsamer Parameter.

Der in den Kohlenflözen der Westeuropäischen Kohlenbecken erreichte Inkohlungsgrad (Inkohlungsreihe siehe Tab. II, S. 68) hängt nach PATIJN (1964) hauptsächlich von der Höchsttemperatur ab, der die Flöze z.Zt. des Karbons ausgesetzt waren. Diese Höchsttemperaturen hängen ihrerseits ab von der Teufe, bis zu welcher die Flöze abgesunken sind, und von dem in der Karbon-Zeit herrschenden Temperatur-Gradienten.

Der Gebirgsdruck ist praktisch ohne Einfluss auf den Inkohlungsgrad. Die Geothermische Tiefenstufe während der Karbon-Zeit wird auf 12-15 m/1° C geschätzt.

Auch nach TEICHMÜLLER (1971) bestehen enge Beziehungen zwischen Inkohlung und Erdöl-/Erdgasbildung, die von der Erdwärme und der Dauer ihrer Einwirkung abhängen.

Mit Hilfe von mikroskopischen Reflexionsmessungen am Vitrinit (Steinkohlenstadium) bzw. Huminit (Braunkohlenstadium) ist es möglich, den Inkohlungsgrad, d.h. den Reifegrad der Kohle, selbst mikroskopisch kleiner kohliger Einschlüsse, in den verschiedenen minerogenen Sediment-Gesteinen zu bestimmen.

Daher kann man bei einer Bohrung nicht nur an Kern-, sondern auch an Spülproben die Inkohlung der organischen Substanzen bestimmen und daraus Rückschlüsse auf das Diagenesestadium etwaiger Muttergesteine und damit auf die Möglichkeit von Erdöl-/Gas-Vorkommen ziehen. Dieses ist möglich, seitdem die Beziehung zwischen dem optischen Reflexionsvermögen und den chemischen Parametern (Flüchtige Bestandteile, dem C-Gehalt, dem H-Gehalt, dem atomaren H/C-Verhältnis und dem H<sub>2</sub>O-Gehalt) für die Inkohlung des Vitrinits bekannt ist. (Siehe Abb. 20, S. 63).

Kohle ist ein brennbares Zersetzungsprodukt organischer Substanz. Mineralische Kohlen entstanden aus Pflanzenmaterial ehemaliger Moore, Waldmoore und Moorwälder im Laufe sehr großer Zeiträume durch diagenetische und metamorphe Vorgänge, die man unter dem Begriff Inkohlung zusammenfasst.

Allgemeine Inkohlungsreihe / TABELLE II

Inkohlungsstufe	% C	% H	% O und N	Bedingungen
( Holz <sup>1)</sup>	50	6	44)	
Torf 1)	55 - 64	5 - 7	35 - 39	beschränkte Luftzufuhr unter Wasser
Braunkohle 2)	60 - 75	4 - 8	17 - 34	fortschreitende Untergrundsenkung und weitere
(engl.: Lignit)				Überlagerung mit Sand- und Tonmassen
Steinkohle 2)	78 - 90	4 - 6	4 - 19	s.o. (Braunkohle)
Anthrazit 2)	94 - 98	1 - 3	1 - 3	Zunahme der Temperatur und tiefere Versenkung
				oder tektonische Vorgänge
Graphit <sup>2)</sup>	100			s.o. (Anthrazit)

<sup>1):</sup> biochemische Entstehung

(Verändert und ergänzt nach MURAWSKI, 1983).

Da der Anstieg der Methanbildung mit einer geringeren Entstehung der übrigen Gase einhergeht, ist die relative Anreicherung der Methan bildenden Gruppen, nach Meinung von HEEK et al. (1971), offenbar nicht durch eine Neubildung, sondern durch die Abnahme der übrigen Molekülgruppen bedingt.

Die Grenze zwischen Braun- und Steinkohlenstadium liegt bei  $0,45 \% R_m$ ; bei zunehmender Vitrinitreflexion (0,65) beginnt die Erdölbildung im Muttergestein.

Die HILT'sche Regel besagt, dass Steinkohlen im allgemeinen mit zunehmender Tiefe stärker entgast sind.

<sup>&</sup>lt;sup>2)</sup>: geochemische Entstehung (Druck und Temperatur!)

Wirtschaftlich bedeutende Erdgas-Vorkommen können nach TEICHMÜLLER (1971) bei Reflexionswerten von  $R_m=0,7-2,0\,$ % (Flammkohlen- bis Esskohlen-Stadium) gebildet werden (siehe Tab. III).

Nach dem Gehalt an flüchtigen Bestandteilen unterscheidet man:

# Steinkohle-Inkohlungsstufen / TABELLE III

Kohle	Flüchtige	Mittlere	Erdöl- bzw. Erdgas-Bildung
	Bestandteile	Vitrinitreflexion	
	Fl.B. (%)	$R_{m}\left(\%\right)$	
Flammkohle	40 - 43	0,7 - 1,0	besonders intensive Erdölbildung
Gasflammkohl	35 - 40	S.O.	S.O.
e			
Gaskohle	28 - 35		
Fettkohle	19 - 28	1,3	Abnahme der Erdölbildung, bei stärkerem
			Inkohlungsgrad; Übergang von flüssigem
			Erdölbitumen in gasförmige
			Kohlenwasserstoffe, insbesondere CH <sub>4</sub> !
Esskohle	14 - 19		stark inkohlte Steinkohlen (< 26 % Fl.B.):
Magerkohle	10 - 14		I. Kondensate (Gase, die bei
Anthrazit	< 10		Atmosphärendruck flüssig werden)
Alluliazit	< 10		II. "nasse" Gase (> 40 ml pro m <sup>3</sup> höhere
			Kohlenwasserstoffe)
			III. nur noch Methan

Daten aus TEICHMÜLLER (1971) und aus HOHL (1985).

Nach TEICHMÜLLER et al. (1984) werden in Nordwestdeutschland die meisten Erdgaslagerstätten aus Inkohlungsgasen des flözführenden Oberkarbons gespeist.

Wichtig für ein Nachvollziehen der Migrationswege der Gase ist der Zusammenhang zwischen dem Reifegrad der Muttersubstanzen und der Kohlenstoff-Isotopenzusammensetzung des zugehörigen Methans. Die Isotopenzusammensetzung der Kohlenwasserstoffkomponenten stellt also eine wichtige Kenngröße für die Beurteilung des Ursprungs von Erdgasen und der Reife des Ausgangsmaterials (Muttergesteins) dar (GASCHNITZ et al., 1998).

Schon 1968 wurde durch STAHL im Rahmen seiner Dissertation mit Hilfe von massenspektrometrischen Untersuchungen der Kohlenstoff-Isotopenverhältnisse nordwestdeutschen Erdgasen und Erdölgasen geklärt, dass diese Gase durch eine Inkohlung organischen Materials oberkarbonischer Schichten entstanden sind. Diese Isotopenanalysen an übereinanderliegenden nordwestdeutschen Gasen Speicherhorizonten aus "Migrationsfraktionierungen" erkennen, die eine Verschiebung der Isotopenhäufigkeiten zugunsten des leichteren Kohlenstoff-Isotops im jüngeren Horizont bewirken. Diese Änderungen übertreffen die durch die Schwerefraktionierung hervorgerufene Isotopenverschiebung meist erheblich.

Mit zunehmendem Inkohlungsgrad des inkohlenden Materials (Oberkarbon-Kohleflöze) steigt der Methangehalt in einem entstehenden Gas (bezogen auf den Gesamtanteil der Kohlenwasserstoffe) an und es nimmt auch die Häufigkeit des schwereren Kohlenstoff-Isotops im Methan zu.

Das im Muttergestein entstandene Erdgas bzw. Erdölgas gerät unter Wirkung von Auftrieb und Druckunterschied in Bewegung und wandert längs des Potentialabfalls in Zonen relativ geringsten Potentials (energiearm), also in eine sogenannte "Falle". Dieser Vorgang wird als <u>Migration</u> bezeichnet.

Kommt es nun innerhalb des migrierenden Erdgases bzw. Erdölgases zu einer Aufteilung in Teilmengen, die sich getrennt voneinander mit verschiedenen Geschwindigkeiten bewegen, spricht man von <u>Fraktionierung</u>.

Zu solch' einer Migrationsfraktionierung kommt es nach STAHL (1968) innerhalb der einzelnen Kohlenstoff-Isotope nordwestdeutscher Erdgase und Erdölgase. Es ist eine vermehrte Verschiebung der leichteren Kohlenstoff-Isotope in jüngere Horizonte zu beobachten. Dieser Effekt ist mit großer Wahrscheinlichkeit durch eine Gasmigration vom Liegenden zum Hangenden zu erklären.

Experimentelle Untersuchungen (STAHL,1968) haben ergeben, dass sich die Kohlenstoff-Isotopenzusammensetzung des Methans beim Durchwandern einer 20 m langen gaschromatographischen Säule ändert. Es ergaben sich Isotopenverschiebungen zugunsten des leichten Kohlenstoffisotops <sup>12</sup>C.

Außerdem ist bekannt, dass sich auch die Zusammensetzung eines Gases beim Durchwandern von Gesteinen ändern. Mit Säulenfüllungen aus pulverisiertem Buntsandstein (STAHL, 1968) wurden verschieden große Wanderungsgeschwindigkeiten für Stickstoff, Methan, Kohlendioxid und höhere Kohlenwasserstoffe gefunden, Dieser zu erwartende gaschromatische Effekt sollte in einem migrierenden Gas ein Anwachsen des Methangehaltes auf Kosten der höheren Kohlenwasserstoffe bewirken.

Damit wird der Zusammenhang zwischen Migration und Fraktionierung verständlich:

Die Abhängigkeit zwischen der Kohlenwasserstoffzusammensetzung und den Isotopenverhältnissen des Methankohlenstoffs eines Erdgases wird durch gaschromatische Fraktionierungseffekte, die bei der Migration des Gases auftreten, verursacht.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Was versteht man unter "Migrationsfraktionierung"?

Auch nach GASCHNITZ (et al., 1998) ist generell mit zunehmender Pyrolysetemperatur eine Verschiebung zu isotopisch schwereren Gasen (höhere  $\delta^{13}$ C Werte) zu beobachten. Es besteht also eine deutliche Abhängigkeit der Gasisotopie von der Reife des Kerogens.

Bei dem durch Migrationsfraktionierung deutbaren Zusammenhang zwischen den Gasen der verschiedenen Horizonte lag (ebenso wie nach TEICHMÜLLER et al.,1984) schon 1968, laut STAHL, die Vermutung nahe, dass als gemeinsamer Entstehungsort aller Oberkarbon-, Zechstein- und Buntsandstein-Gase des nordwestdeutschen Raumes, Schichten des Oberkarbon anzusehen sind.

Das Inkohlungsbild an der Karbon-Oberfläche ist (nach TEICHMÜLLER et al., 1984) im nordwestdeutschen Raum geprägt durch:

- eine mehr oder weniger starke "Nachinkohlung", in den im Mesozoikum und Känozoikum tief abgesunkenen Teilen des norddeutschen Flachlandes und
- telemagmatische Einwirkungen herzynisch streichender, oberkretazischer Intrusivkörper (Massive von Bramsche und Vlotho) mit ihren starken Inkohlungsmaxima.

Voraussetzungen für ein Erdgas-generierendes Muttergestein:

Die meisten wirtschaftlich bedeutenden Erdgasvorkommen liegen dort, wo an der Oberkarbon-Oberfläche die mittlere Vitrinitreflexion 0,7 bis 2 % beträgt (nach TEICHMÜLLER, 1971) und wo Speichergesteine des Oberkarbon (Westfal C, D und Stefan), des Perm (vor allem des Rotliegend) und der unteren Trias (Buntsandstein) durch Evaporite (des Perm, vor allem des Zechstein und/oder der Trias) abgedichtet sind (TEICHMÜLLER et al., 1984).

Die sog. "Death Line" für Erdgas wird im allgemeinen bei 3 - 3.5 %  $R_m$  angenommen (TEICHMÜLLER et al., 1984).

In Nordwestdeutschland wurde erfolgreich (seit 1968) auf Speichergesteine, die karbonbürtiges Erdgas enthalten, prospektiert. Dazu gehören Sandsteine des Westfal, vor allem jedoch des Rotliegend. Das Erdgas hat sich (nach TEICHMÜLLER et al., 1984) im Verlauf der Inkohlung aus den Flözen und aus kohleführenden Ton- und Siltsteinen des nordwestdeutschen Oberkarbons bei der Absenkung und der damit einhergehenden Erwärmung dieser Schichten gebildet.

Die meisten Erdgaslagerstätten Nordwestdeutschlands wurden aus Inkohlungsgasen des Karbons gespeist (PATIJN und FÜCHTBAUER, 1963/64, zitiert in TEICHMÜLLER et al., 1984).

Von besonderem Interesse ist nach TEICHMÜLLER et al. (1984) die auffallend geringe Inkohlung am Top des Oberkarbon in Bohrungen an der Emsmündung (siehe Abb. 22). Offenbar ist die Inkohlung des Westfal an der Emsmündung noch heute im Gange und sorgt für eine ständige Neubildung von Erdgas. Bohrungen, die das Westfal C angetroffen haben, ergaben Werte < 1 %  $R_m$ , solche mit Westfal B oder A am Top, Karbon-Werte von 1 %  $R_m$  und mehr.

Es ist also die erwartete Zunahme der Vitrinitreflexion mit der Tiefe zu verzeichnen.

An der Emsmündung und in der südlichen Nordsee nehmen die R<sub>m</sub>-Werte stark ab (1-1,3 %, siehe Abb. 22), obgleich die Karbon-Oberfläche dort nur wenig höher, in der Bohrung Norderney Z1 (ca. - 4.900 m) sogar wesentlich tiefer als auf dem Südoldenburger Rücken (ca. - 4.100 m) liegt. Dieses lässt sich durch eine *relativ späte Absenkung* dieser präpermen Aufwölbung in jüngster Zeit erklären. Dabei hat die Inkohlung offenbar noch nicht ihr der heutigen Tiefe entsprechendes, bzw. temperaturgemäßes Gleichgewicht erreicht (vgl. TISSOT und WELTE, 1984 und HUNT, 1979, zitiert in TEICHMÜLLER et al., 1984).

Nach BARNARD und COOPER (1983, zitiert in TEICHMÜLLER et al., 1984) sind die karbonbürtigen Gaslagerstätten Nordwesteuropas - im großen tektonischen Bild gesehen - großenteils an die Ränder von mesozoischen Inversionsbecken gebunden. Hier sind die nötigen Speichergesteine vorhanden. Als besonders geeignet haben sich die äolischen Sandsteine des Rotliegend erwiesen (PLEIN, 1978, zitiert in TEICHMÜLLER et al., 1984), die Inkohlungsgase aufnehmen können.

HEEK et al. (1971) haben mit Hilfe von Pyrolyse-Versuchen auf die Gasbildung in frühen Inkohlungsstadien geschlossen. Hierbei zeigt sich, dass in den frühen Inkohlungsstadien die Bildung von Wasser und Kohlendioxyd zu erwarten ist, während die Methan-Abspaltung im Braunkohlenstadium (Huminit) bei Temperaturen oberhalb von 80° C langsam beginnt und erst im Steinkohlenstadium (Vitrinit) bei Temperaturen oberhalb von 110° C kräftig einsetzt. Die chemische Umwandlung von Steinkohle, die eigentliche Inkohlung, hängt also hauptsächlich von der Temperatur ab, der die Inkohlungsmasse ausgesetzt ist.

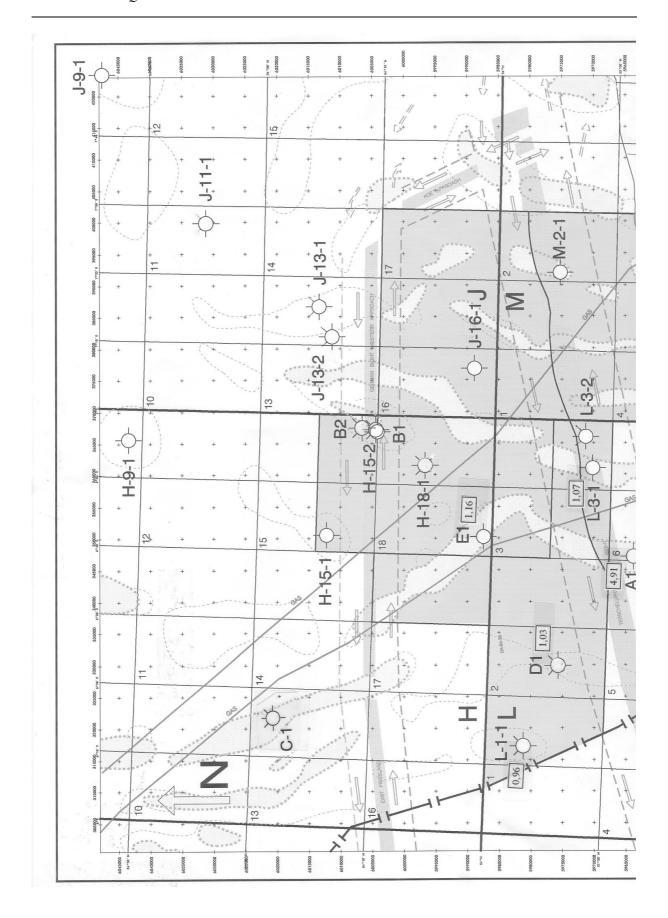


Abbildung 22 a

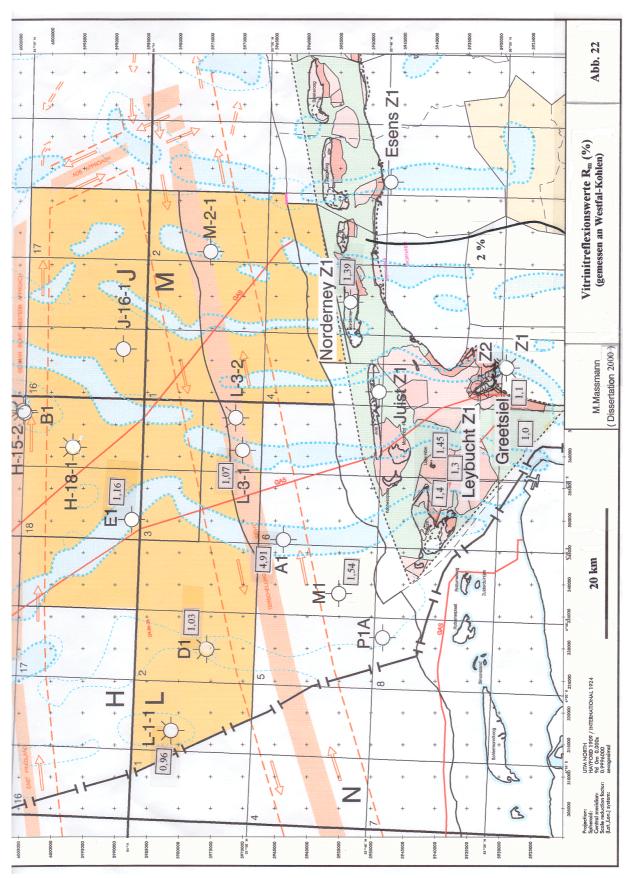


Abbildung 22 b

Die Ursache der Gasbildung ist im südlichen Nordseeraum (nach PATIJN, 1964) eher in dem Temperaturanstieg als Folge der Absenkung der Kohlenflöze zu suchen, als in der Erwärmung des Gebirges durch magmatische Vorgänge, da der telemagmatische Einfluss der Massive von Bramsche und Vlotho, bedingt durch die geographische Entfernung, nur gering sein kann.

Eine Ausnahme bildet jedoch die Bohrung A-1 (Abb. 22) mit einem mittleren Vitrinitreflexionswert von 4,91 %. Eine Ursache für diesen hohen Inkohlungsgrad könnte ein im Raum nördlich Borkum auftretender tiefliegender Plutonkörper sein, der mit langdauernder Hitzeabgabe die Inkohlung bewirkt haben könnte.

Sollte das nicht der Fall sein, so müsste eine beträchtliche mesozoische Versenkung der präpermisch herausgehobenen Struktur "Borkum-Riff" angenommen werden. Die abgetragenen Oberkarbonschichten (max. 400 m Westfal C, 400 m Westfal D, ? 200 m Stefan) reichen in keinem Fall für eine Inkohlung des Oberkarbons im stärkeren Maße, als sie z.B. in Slochteren-Groningen angetroffen wurde. Die Qualität des Groninger Gases entspricht dieser Inkohlung.

Eine so beträchtliche mesozoische Versenkung steht allerdings auch in entscheidendem Gegensatz zu dem ostfriesischen Küstengebiet, wo die Inkohlungsdaten mit den Daten von Groningen korrespondieren.

Beträgt die Versenkung der obersten angetroffenen Kohlenflöze:

- ca. 1.000 m Oberkarbon
- ca. 600 m Rotliegendes
- ca. 2.000 m Zechstein (ohne Anstauung)
- = ca. 3.600 m Paläozoikum

so müssten ca. 3.000 - 4.000 m Mesozoikum im Raum "Borkum-Riff" abgelagert und wieder abgetragen worden sein, um die Anthrazitisierung des Oberkarbons zu erklären. Nur eine langanhaltende Versenkungstiefe von über 6.000 m mit entsprechenden über mehrere Millionen Jahr anhaltenden Gebirgstemperaturen von mehr als 200°C dürfte eine ausreichende Erklärung bieten.

Es ist somit wahrscheinlicher, dass das Vorhandensein eines Plutons die Inkohlung bewirkt hat.

# 8.3 Über die Herkunft des Stickstoffs in Erdgasanreicherungen im Untergrund des Nordwestdeutschen Beckens

LITTKE et al. erkannten (1995) das Problem des hohen prozentualen Stickstoffanteils in Erdgasanreicherungen und führten in diesem Zusammenhang eine geochemische und eine die Strukturform des Beckens modellierende Studie aus, um die Herkunft des Stickstoffs bestimmen zu können. Folgende Ausführungen stützen sich auf die Untersuchungen dieser Studie.

Pyrolyse-Versuche im Labor zeigten, dass Stickstoff in erster Linie aus organischen Stoffen in sedimentären Becken bei höheren Temperaturen als Methan entsteht. Stickstoff entsteht in der Natur wahrscheinlich bei Temperaturen über 300° C bei sehr langsamer Erhitzung oder bei gleichbleibender Temperatur über einen Zeitraum von mehr als 300 Mio. Jahren. Daher werden stickstoffreiche Gase hauptsächlich im Endstadium der Gasgenese gebildet. In Teilen des Nordwestdeutschen Beckens sind Stickstoff und Methan aus organischen Kohlen, die in Sedimentgesteinen des Karbons zu finden sind, präsent. Große Mengen des im Paläozoikum und Mesozoikum entstandenen methanreichen Gases gingen jedoch aus diesem Gebiet wahrscheinlich in die Atmosphäre verloren. Das gilt vor allem für die Gasmengen, die vor der Sedimentation des salinaren Rotliegend bzw. des Zechstein generiert wurden. Bis dahin bestand kein effektives "Seal" (s. auch Kapitel 8.6).

Abbildung 23 auf Seite 77 zeigt die regionale Verteilung von stickstoffdominanten Gasen in Rotliegend-Reservoirs in Norddeutschland. Diese Gasspeicher werden nach NIEBERDING (1992, zitiert in LITTKE et al., 1995) als die größten herkömmlichen Kohlenwasserstofflagerstätten in Deutschland betrachtet.

Im Folgenden werden verschiedene Quellen für diese Stickstoff-Anreicherung in Reservoirs in Norddeutschland diskutiert.

## I) Atmosphärischer Stickstoff (–)

Nach MARY et al. (1988, zitiert in LITTKE et al., 1995) wird Luft in Form von kleinen Bläschen in den Untergrund transportiert. Da jedoch die permischen (Rotliegend) gaslagernden Sandsteine Norddeutschlands in einer Tiefe von etwa 4000 m und mehr vorkommen, ist hier eine atmosphärische Stickstoff-Ursache unwahrscheinlich.

Außerdem führt ein solcher Transport-Mechanismus zu einem molaren Verhältnis des Stickstoffs zu Argon von ca. 1:80 (wie in der Atmosphäre). In den Gas-Reservoirs in Nordwestdeutschland sind nach WOLLANKE (1983) und nach JENDEN et al. (1988; zitiert in LITTKE et al., 1995) die Stickstoff/Argon-Verhältnisse jedoch um einige Größenordnungen höher. Aufgrund dieser Tatsachen ist ein atmosphärischer Ursprung des Stickstoffs auszuschließen!

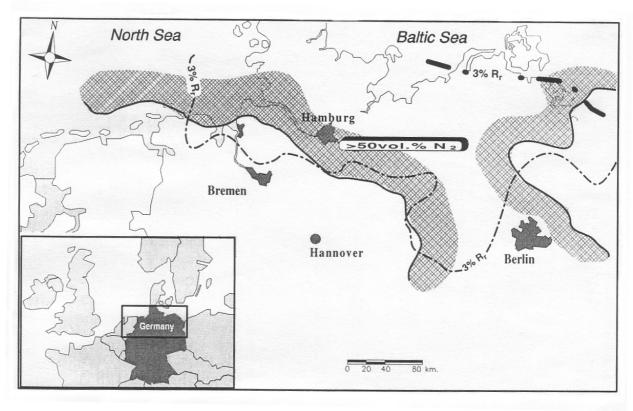


Abb. 23: Regionale Verteilung von stickstoffdominanten Gasen in Rotliegend-Reservoirs. Darunter liegende Muttergesteine für Methan sind Kohle-lagernde Westfal-Schichten. Die Karte ist eine Zusammenstellung von BOIGH und STAHL (1970), TEICHMÜLLER et al. (1984) und EISERBECK et al. (1992). Auf der Hauptkarte ist der Teil des Gebietes in grauem Linienmuster schattiert, der die Stickstoffprovinz darstellt, wo der Stickstoffgehalt der Unter-Perm-Reservoirs prozentual über dem Methangehalt liegt. (Aus: LITTKE et al., 1995).

#### II) Mantel-Entgasung (–)

Nach FREUND (1984; zitiert in LITTKE et al., 1995) stammen stickstoffreiche Gase eventuell aus dem Mantel, begleitet von Helium-Gas mit einem hohen <sup>3</sup>He/<sup>4</sup>He-Verhältnis (HIYAGON und KENNEDY, 1992; zitiert in LITTKE et al., 1995). In Norddeutschland werden die Gase jedoch durch ein niedriges <sup>3</sup>He/<sup>4</sup>He-Verhältnis charakterisiert. Außerdem sind Helium-Konzentrationen generell niedriger als 0,3 Vol.%, ausgenommen einige lokale Anomalien. Deshalb wird das Helium als radiogene Bildung (Alpha-Zerfall = Helium Atomkerne) der Kruste, d.h. nicht aus dem Mantel, betrachtet. Auch die mit dem Helium in Verbindung stehende Stickstoff-Quelle wird in der Kruste vermutet.

## III) Radiogene Prozesse (±)

Obwohl experimentelle Beweise anzeigen, dass durch eine Folge von Reaktionen <sup>14</sup>N entstehen kann (BEYER, 1954; zitiert in LITTKE et al., 1995), sind Indikatoren für einen radiogenen Ursprung des Stickstoffs rar.

## IV) Vulkanische Exhalation (–)

Da es in Norddeutschland lediglich während des frühen Perm zu vulkanischer Aktivität kam, d.h. vor der Ablagerung der meisten Speichergesteine, wäre aufgrund eines fehlenden Speichers und Deckgebirges, jede Gas-Exhalation in die Atmosphäre verloren gegangen.

## V) Metamorphe und Magmatische Gesteine (-)

MÜLLER (1990) leitet Stickstoff in stickstoffreichen Erdgasen als katagenetischmetamorphen "Tiefenstickstoff" ab. D.h. der Stickstoff setzt sich aus metamorphen, magmatischen und Mantelanteilen zusammen (MÜLLER et al., 1973; zitiert in MÜLLER, 1990).

Metamorphe und Magmatische Gesteine sind jedoch generell arm an Stickstoff und daher eine unwahrscheinliche Quelle für molekularen Stickstoff.

## VI) a) Salz (-)

In selten auftretenden kontinentalen Salz-Mineralen ist eine etwas höhere Konzentration von Stickstoff, oft in Form von Salpeter (NaNO<sub>3</sub>), anzutreffen (z.B. in der Ebene zwischen der Küsten- und Zentralgebirgskette in Chile). Salze dieses kontinentalen Typs sind tatsächlich mögliche Quellen für Stickstoff in Gasen.

Jedoch kommen in Norddeutschland hauptsächlich marine, gut untersuchte Salze vor, von denen nicht bekannt ist, daß sie Salpeter oder Stickstoff beinhaltende Salzminerale in bedeutenden Mengen enthalten (MÜLLER, 1980; zitiert in LITTKE et al., 1995).

#### b) Tonminerale und Tongesteine (±)

Tonminerale enthalten meist keine messbaren Mengen an Stickstoff. Der Stickstoff wird außerdem bei hohen Temperaturen im natürlichen Mineralsystem freigesetzt. Tonreiches Gestein enthält jedoch aufgrund seines höheren Anteils an organischen Stoffkonzentrationen auch höhere Stickstoffkonzentrationen.

(Untersuchungen hierzu z.B. von KROOSS und KARG, 1998).

# c) Schiefer und Kohlen (+)

Höhere Stickstoffmengen können in fein verteilten organischen Stoffen in Schiefern enthalten sein. Ebenso ist der Gehalt an Stickstoff in Kohlen höher.

LITTKE et al. (1995) beschäftigten sich in ihrer Arbeit im Weiteren mit den Stickstoffkonzentrationen in organischen Stoffen und Sedimenten und mit der Entwicklung des Stickstoffs während der Maturation. Außerdem versuchten sie eine Antwort auf die Frage, wie viel Stickstoff aus organischen Stoffen migrieren kann, zu finden.

Um die Entstehung von Stickstoff aus organischem Material zu untersuchen, wurden von LITTKE et al. (1995) Kohlen gewählt, die die höchsten absoluten Stickstoff-Konzentrationen von allen Gesteinen beinhalten.

Die meisten Humuskohlen der nördlichen Hemisphäre bestehen hauptsächlich aus Vitrinit. Wasser wird ausschließlich bei niedrigem und sehr hohem Maturationsstadium erzeugt und ausgestoßen (JÜNTGEN und KLEIN, 1975; zitiert in LITTKE et al., 1995); höhere Kohlenwasserstoffe werden nur bei relativ niedrigem Maturationsstadium abgegeben (BOUDOU et al., 1984; LITTKE et al., 1990; zitiert in LITTKE et al., 1995).

Bei niedrigem Maturationsstadium  $(0,5 - 0,7 \% R_r)$  sind (nach BOUDOU et al., 1984; zitiert in LITTKE et al., 1995) also die Hauptprodukte, die aus dem Vitrinit entstehen, Kohlendioxid  $(CO_2)$  und Wasser  $(H_2O)$ . Zwischen 0,7 und  $0,9 \% R_r$  beginnt der Ausstoß von Kohlenwasserstoffen, aber  $CO_2$  überwiegt dann noch.

Bei höherem Maturationsstadium sind Methan (CH<sub>4</sub>) und CO<sub>2</sub> und schließlich CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>O die Hauptprodukte, die aus der Kohle kommen. Ungefähr 1 % der Gesamtmasse des Vitrinits geht aufgrund der Stickstoffentstehung und -ausströmung verloren.

Während des gesamten Maturationsbereiches, von hoch flüchtigen bituminösen Kohlen bis hin zu Anthraziten, entstehen große Mengen an CH<sub>4</sub>, gehen aber auch teilweise oder ganz wieder verloren. Untersuchungen von LITTKE et al. (1995), die allerdings auf sehr wenigen Grunddaten basieren, zeigen, dass die größte Menge Stickstoff nur bei hohem Maturationsstadium vom Vitrinit freigesetzt wird, wenn die Methanentstehung beinahe abgeschlossen ist.

Die Ergebnisse von KROOSS et al. (1993; zitiert in LITTKE et al., 1995) über die Entstehung von Stickstoff und Methan aus Karbon-Kohlen, unterstützen das Konzept der getrennten Entstehung der zwei Gase und führen zu den verschiedenen Phasen der bevorzugten Methanund Stickstoffentstehung.

Im Folgenden sind vier charakteristische Typen organischer Materie aufgelistet (wie sie von LITTKE et al. 1995 für die Experimente verwendet wurden):

- 1. humose hoch-flüchtige bituminöse Kohlen (HUM)
  - aus phylogenetisch höher entwickelten Landpflanzen
  - Kerogen-Typ III
  - Vitrinitreflexion  $R_r = 0.76 \%$
- 2. sapropelitische hoch-flüchtige bituminöse Kohlen (SAP)
  - ein Mix aus Algen und "höheren" Landpflanzen
  - $R_r = 0.79 \%$

## 3. Anthrazite, entstanden aus Humuskohle (ANT)

- aus "höheren" Landpflanzen
- Kerogen-Typ III
- $R_r = 2,30 \%$

# 4. Torbanite (TOR)

- aus Grünalgen (aus verschiedenem organischem Material zusammengesetzt)
- Kerogen-Typ I
- $R_r = 0.48 \%$

Abbildung 24 (S. 82) zeigt die Methan- und Stickstoff-Entstehungskurven für Humuskohle bei einer Erwärmungsrate von 0,5° C / Minute. Hier ist zu beobachten, dass Stickstoff im allgemeinen bei höheren Temperaturen als Methan entsteht. Auch wenn geologische Zeiträume zur Verfügung stehen und die Temperaturen sehr viel niedriger sind, zeigen diese Ergebnisse, dass die Entstehung von Methan und Stickstoff aus Kohle, bei verschiedenen Temperaturen auftritt.

Maximale Stickstoff-Freisetzung ist in einem Temperaturbereich von 650 bis 850° C zu beobachten.

Nach den Untersuchungen von LITTKE et al. (1995) besteht außerdem eine Wirkung des organischen Material-Typs (siehe Seite 80f, Punkt 1. bis 4.) auf die Stickstoff-Freisetzungs-Charakteristik.

Während der von LITTKE et al. (1995) durchgeführten Pyrolyse, kommt es zum Mengenverlust einzelner Elemente (C, H, N, O) in unterschiedlicher Höhe bei den verschiedenen Ausgangsstoffen (organische Materie-Typen 1. bis 4.: HUM, SAP. ANT und TOR; siehe S. 80f). Die Kohlenstoffverluste reichen bis zu 35 % für Humus- und Sapropelkohlen, sind aber deutlich höher für Torbanite (52 %) und niedriger für Anthrazite (Zahlen aus LITTKE et al., 1995, Table 6). Auch die Wasserstoff- und Sauerstoffverluste sind für Anthrazite kleiner, im Vergleich zu den anderen Stoffen. Der Stickstoffverlust liegt für Humuskohlen bei ca. 50 % und für alle anderen Beispiele bei mehr als 90 % des anfänglichen Stickstoffgehalts.

Zu diesem Ergebnis ist es bei den Humuskohlen aufgrund der Tatsache gekommen, dass ein Teil des Stickstoffs in der Kohlestruktur erst bei Temperaturen über 1000° Celsius freigesetzt wurde (siehe Abb. 24).

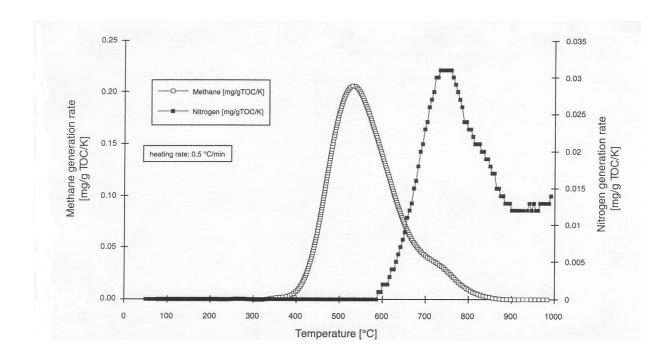


Abb. 24: Entstehungs-Raten (mg/g gesamter organischer Kohlenstoff/Kelvin) für Methan (offene Symbole) und Stickstoff (ausgefüllte Symbole) aus Humuskohle, während einer Pyrolyse mit einem Temperaturbereich von 100 bis 1000° C (Erhitzungsrate 0,5° C / min.). Es ist zu beachten, dass ein zweiter Entstehungs-Anstieg der Kurve für Stickstoff über 1000° C folgt, aber nicht für Methan. (Aus: LITTKE et al., 1995).

Aus Untersuchungen von WEHNER (1968; zitiert in MÜLLER 1990) geht hervor, dass die Gasabspaltungsrate bei dispers organischer Substanz höher ist, als bei homogener Kohle. Dafür führt er folgende Ursachen auf:

- katalytischer Einfluss der Gesteinsmatrix,
- disperse organische Substanzen geben auf Grund der räumlichen Verteilung besser Gase in Abhängigkeit der P/T-Bedingungen als Kohlen ab und
- der Inkohlungsgrad.

Nach LITTKE et al. (1995) entsteht auch in der Natur aus Kohle, bei Inkohlungsgraden und in Verbindung mit Vitrinitreflexionswerten über 3 %, proportional mehr Stickstoff als Methan. Dieser Aussage liegt eine Versuchsreihe zugrunde, bei der acht oberkarbonische Humus-Kohlen aus Norddeutschland einer Pyrolyse unterzogen wurden. Für Kohlen mit einer Vitrinitreflexion größer 3 % ergab sich ein höherer Anteil an Stickstoff als an Methan.

Ob die entstandenen Stickstoffmengen aus der organischen Materie ausreichen, um die hohen Stickstoffinhalte einiger Gas-Reservoirs in Norddeutschland zu erklären, soll im Folgenden zu beantworten versucht werden.

Stickstoffanteile > 50 % trifft man vor allem dort an, wo karbonische Muttergesteine in großen Tiefen vorkommen. Außerdem ist die Maturität am Top des Karbons in der Zone mit viel Stickstoff höher, wo Vitrinitreflexionswerte größer als 3 % sind (Abb. 23, S. 77).

Dieser Zusammenhang zeigt, dass hohe Maturitäten und große Tiefen der Muttergesteine hohe Stickstoffanteile in darüber liegenden Gas-Reservoirs begünstigen.

Die karbonischen Muttergesteine tauchen im Nordwestdeutschen Becken in nördliche Richtung in Tiefen, größer als sieben Kilometer ab.

Die Sedimentations- und Erosionsgeschichte wird nicht alleine durch die Temperaturgeschichte innerhalb des Nordwestdeutschen Beckens beeinflusst, sondern sie ist außerdem abhängig von der Entwicklung der Wärmeströmung. Zeiten intensiver vulkanischer Aktivitäten bringen einen Anstieg des Wärmeflusses mit sich.

Obwohl der maximale Wärmefluss während des frühen Perm erreicht wurde, kamen die maximalen Temperaturen während des späten Tertiärs vor, als die Muttergesteinsschichten sehr viel tiefer eingebettet waren.

Nach Abbildung 23 (S. 77) ist der Bereich nördlich, aber noch innerhalb der hohen Stickstoffprovinz nach LITTKE et al. (1995), die typische "Küche" für Gasbildung. In diesem nördlichen Teil des Nordwestdeutschen Beckens migriert das Gas wahrscheinlich seitlich und aufwärts in weiter südlich gelegene Reservoirs.

Die Haupt-Methan- und ersten Stickstoffentstehungs-Phasen waren nach LITTKE et al. (1995) für die sogenannte "Küche" (s.o.) während des Karbon und Perm (300 - 250 Mio. J.) verantwortlich.

Nach dieser Periode war das Methanentstehungs-Potential aus dem Namur erschöpft und das Potential aus dem Westfal A beinahe erschöpft. Während des Mesozoikums entstand nur wenig Gas. Im Tertiär entstand mehr Stickstoff als Methan. In größerer Tiefe wird aus reiferen (höher maturen) Schichten ausschließlich Stickstoff während des Tertiärs gebildet, und es konnte zu lateralen Migrationen kommen.

# 8.4 Einfluss der Tektonik / Halokinese auf die Lagerstättenbildung im Rahmen der geologischen Entwicklung des Norddeutschen Beckens

#### **KAMBRIUM**

Während des Kambrium bis ins frühe Karbon kam es zur marinen Sedimentation in einer Saumtiefe des Nordwestdeutschen Beckens.

#### **KARBON**

Nachgewiesen vom Karbon sind die beiden oberen Stufen, das Stefan und das Westfal. Das Westfal liegt, bis auf die obersten Partien, in der flözführenden paralischen Ausbildung vor (höheres Westfal). Im oberen Westfal D begann dann die sich von NW nach SE ausweitende Sedimentation steriler Rotsedimente.

Das Stefan lagert z.T. schwach diskordant (Erosion) auf älterem Oberkarbon. Es ist daher nur in einigen Depressionen des Oberkarbon-Reliefs anzutreffen.

Im Oberkarbon entwickelte sich eine Subduktionszone entlang der variszischen Deformationsfront, die von Südirland bis Polen zu verfolgen ist. Ozeanische Kruste wird der Kontinentalen der Varisziden unterschoben und führt zur Auffaltung und Hebung des variszischen Gebirges (GAST, 1988).

#### **PERM: Rotliegend**

Im Unterrotliegend führt der Abbau der unterschobenen ozeanischen Kruste zu Dehnungstektonik mit dem Zerreißen des variszischen Berglandes in einzelne Blöcke. Dieser Vorgang wird großräumig von Magmatismus begleitet (GAST, 1988).

Im ältesten Perm (Unterrotliegend) kam es also zur Ablagerung mächtiger Vulkanite in Norddeutschland (heute Onshore und Offshore nachgewiesen); sie bilden die Grenze zum Oberkarbon. Es ergossen sich flächenhafte Intrusionen von basischem bis ultrabasischem Magma in der unteren Kruste Norddeutschlands. (Siehe auch "Important Tectonic Events" in Abb. 25).

Diese Vulkanite sind in der nördlichen, östlichen und südlichen Umrahmung der heutigen Moho-Hochlagen (Moho-Diskontinuität, Grenze Mantel/Kruste) besonders mächtig (BACHMANN und GROSSE, 1989).

Sie fallen mit bedeutenden Störungszonen (NW-SE) zusammen. Die Störungszonen gehören zu einem System konjugierter Scherbrüche, das nach der variszischen Orogenese ab dem obersten Karbon entstand.

Die Ursache war ein Stressfeld mit maximaler Dehnung in E-W-Richtung. Die hieraus resultierenden Blattverschiebungen waren sehr tiefreichend und dienten als Aufstiegsbahnen für Vulkanite, die sich in Teilbecken akkumulierten. Die Haupt-Aktivität war nach GAST und GUNDLACH (1998) während des frühen Stadiums des Unterrotliegend bzw. der Altmark-Subgruppe.

Diese in N-S-Richtung gegliederten Teilbecken entstanden im Oberrotliegend durch starke horizontale Dehnung in E-W-Richtung und Horizontalbewegung (sog. "Transformations-Störungstektonik" bzw. "Wrench-Tektonik"; NEUZERT und LITTKE, 1996).

Durch Hebung herrschte gleichzeitig auf den entstehenden Horst-Strukturen Erosion, während in den Gräben die Vulkanite Mächtigkeiten über 1.000 m erhielten.

Im älteren Oberrotliegend entstanden zahlreiche Gräben, die ebenfalls ungefähr N-S verlaufen.

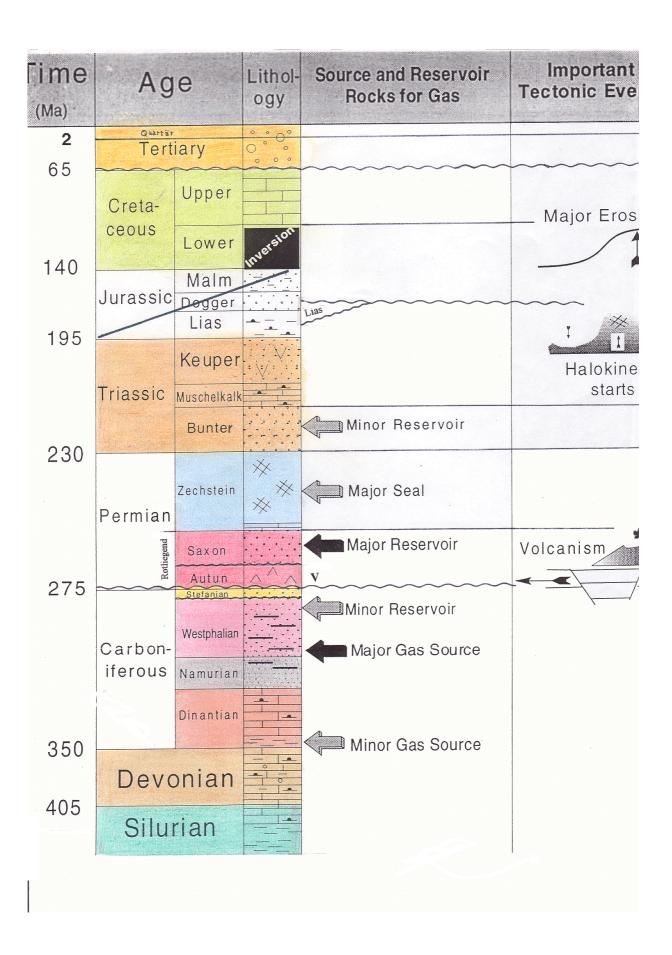
Die Gräben erstrecken sich damit senkrecht zur maximalen Dehnungsrichtung und wurden basal mit Fanglomeratschuttmassen und später mit fluviatil umgelagerten Sedimenten und mächtigen äolischen Dünensandablagerungen gefüllt. Die Ausbildung der grabenfüllenden Sedimente wird (nach GAST, 1988) sehr stark von der Morphologie der Gräben bestimmt.

Die Grabensegmente entstanden nach GAST und GUNDLACH (1998) unabhängig voneinander, aber gleichzeitig. Reservoir-Bereiche können nicht quer zu Störungs-Zonen erwartet werden.

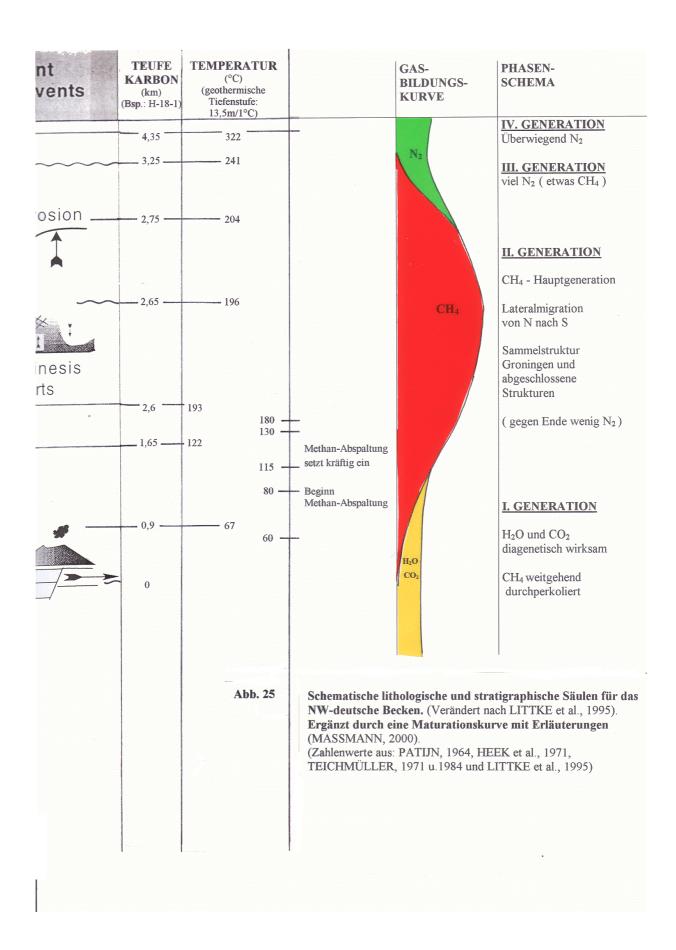
Eine Auswertung von 107 Störungsmessungen in der Diplomarbeit (MASSMANN, 1994) ergab ebenfalls eine schwerpunktmäßige N-S-Orientierung der Störungen im Zentrum des Arbeitsgebietes.

Auch GROTE (1998) ermittelte für die rezente horizontale Hauptspannungsrichtung im Rotliegend und Oberkarbon in Norddeutschland eine NW-SE bis NNW-SSE - Orientierung. Es ist nach GROTE (1989) auch keine Änderung der Hauptspannungsrichtung mit dem Wechsel der Lithologie, der Stratigraphie oder der Teufe festzustellen.

Die Zeitspanne der Extrusion der Vulkanite und der Erosion lässt sich (plattentektonisch erklärt) nach NEUZERT und LITTKE (1996) dem Beginn einer Krustendehnung ("Doming-Stadium" eines "Rifting"), möglicherweise in Zusammenhang mit einer Aufwölbung von Kruste - Mantel ("Mantle-Plume") zuordnen.



# Abbildung 25 a



#### Abbildung 25 b

Die intensive Dehnungstektonik im älteren Oberrotliegend weist auf mechanische Krustenausdünnung hin.

Ab dem jüngeren Oberrotliegend spielte thermische Subsidenz durch Abkühlung der ausgedünnten Lithosphäre (Ausdünnung hat aus isostatischen Gründen Absenkung zur Folge) und der Intrusivkörper, sowie das Gewicht der Sedimente, eine wichtige Rolle. Die Subsidenz wurde durch die relativ hohe Dichte der Kruste in Norddeutschland begünstigt.

Beendet wird das vom Rifting und begleitendem Vulkanismus geprägte Rotliegend (nach GAST, 1988) durch die Zechsteintransgression. Diese benutzt den im Rotliegend vorgezeichneten Weg der Grabensysteme im Nordseebereich, um weiter nach Süden vorzudringen.

#### **PERM: Zechstein**

Bis zum Zechstein kommt es dann zur weitgehenden Einebnung des Reliefs; mit dem basalen Zechstein endet aber auch der bruchtektonisch deformierte subsalinare Sockel in Norddeutschland (ROCKENBAUCH et al., 1998).

Der Sedimentationsraum dehnte sich im Oberperm weiter aus. Es kam zur Ablagerung von mächtigen oberpermischen Evaporit-Sequenzen (Zechstein) und triassischen Gesteinen. Die Absenkung erfolgte weiterhin durch thermische Subsidenz (BACHMANN und GROSSE, 1989), sowie durch mechanische Dehnung der Kruste.

Bis zur Trias erfolgte eine anhaltend ruhige Sedimentation.

#### **TRIAS**

Ab der Trias wird das Subsidenzmuster jedoch stark durch Halokinese modifiziert (z.B.: Anlage "Seismisches Profil"; Lage der seismischen Linie, siehe Abb. 26, S. 90) und es kommt zur Reaktivierung der bereits im Oberkarbon angelegten Störungssysteme (GEMMEL, L., 1997, unveröffentlicht).

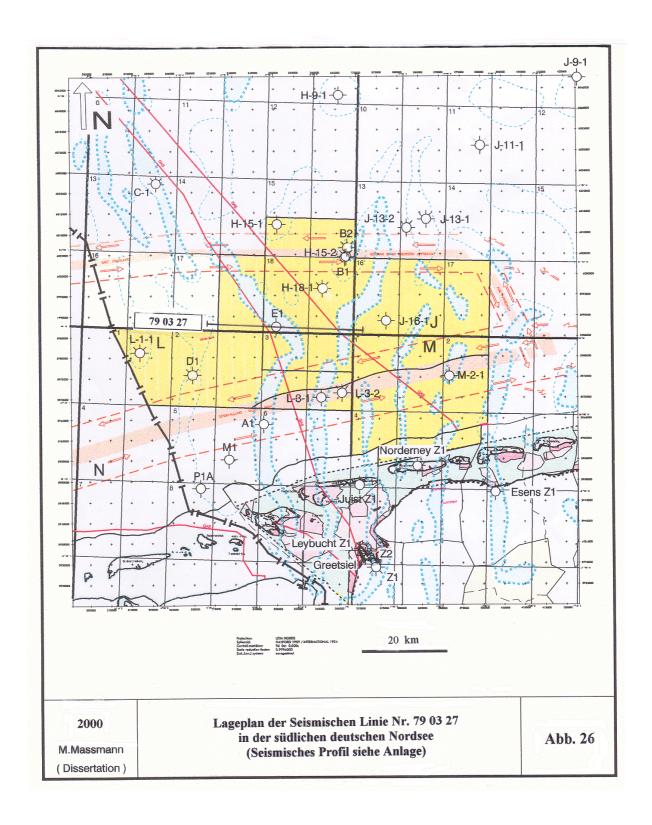
Wie auch im seismischen Profil (Anlage) zu erkennen ist, kam es ab dem Muschelkalk zur Bildung von Randmulden (siehe Salzaufwölbung bei der Bohr-Lokation E-1).

Diese Randmuldenbildung geht mit der Salzstockbildung einher.

Solche Salzstöcke gehen auf Störungen im Untergrund zurück.

Diese Störungen verlaufen ± N-S und belegen ein Stressfeld mit maximaler Dehnung in ostwestlicher Richtung, das auch verantwortlich für die Entstehung des Nordsee-Rift-Systems war.

Dadurch wurde die Zechsteinbasis an solchen Lokationen um 100 bis 300 m herausgehoben. Die Störungen bilden also eine "Rampe" für die Heraushebung der Salzstöcke.



Ab Keuper kommt es zu einer sehr starken Randmuldenbildung, die durch große Mächtigkeitsänderungen und Diskordanzen innerhalb des Keuper angezeigt wird.

In den Randmulden der Salzstöcke kann der Keuper mit mehreren 100 m Mächtigkeit entwickelt sein. Seine wechselnde Lithologie, verbunden mit unterschiedlichem Druckverhalten, bedeutet erhebliche technische Risiken bei Bohrungen in den Randmulden (Überdruckzonen).

Die Methangenese war nach NEUZERT und LITTKE (1996) im Beckeninneren bereits zu Beginn des Keupers abgeschlossen, während sie am S- und N-Rand des Beckens bis heute anhält.

THIEME und ROCKENBAUCH (1999) haben sich mit der sogenannten Floßtektonik ("riftraft tectonics") in der Trias der Südlichen Nordsee befasst. Nach ihrer Auffassung wurden
durch Rift-Bewegungen ab der frühen Trias Buntsandstein-Blöcke über mobilem ZechsteinSalinar lateral auseinander bewegt. Dieser als Floßtektonik bezeichnete Prozess hatte einen
wesentlichen Einfluss auf das weitere tektonische und sedimentäre Geschehen in der Trias.
Der entstandene Deformationsstil sowie die strukturellen Merkmale sind typisch für das
interaktive Zusammenwirken von Rift-Tektonik und Halokinese in der Südlichen Nordsee.

THIEME ROCKENBAUCH (1999)bezeichnet Nach und Floßtektonik Auseinanderbrechen eines spröden Schichtpaketes in einzelne, isolierte Schollen und deren gravitatives Gleiten auf einem Abscherhorizont. Sie ist die typische Form der Reaktion eines auf plastischem Untergrund abgelagerten Sedimentstapels auf Dehnung. Auf diese Weise tektonisch voneinander getrennte Blöcke nennt man "Rafts". Für den Prozess der Floßtektonik sind also zwei Voraussetzungen notwendig: Extension und ein Abscherhorizont ("detachment surface"), auf dem die Rafts gravitativ gleiten können ("gravity gliding"). Im Fall der Südlichen Nordsee bildet nach THIEME und ROCKENBAUCH (1999) das Zechstein-Salinar den Entkopplungshorizont, die einzelnen Rafts werden von Blöcken aus Unterem und Mittlerem Buntsandstein gebildet.

Durch das Aufreißen und Auseinanderdriften der Rafts konnte gleichzeitig Zechsteinsalz in die Störungszonen eindringen und zu einer reaktiven Salzstruktur akkumulieren.

Rifting und subsequente Floßtektonik beginnen im südlichen Teil der Südlichen Nordsee zur Zeit des Oberen Buntsandstein.

Die triassische Floßtektonik erzeugte eine typische Anordnung von störungsparallelen Raft-Strukturen, die regionalen Rift-Strukturen im Sockel des Nordsee-Schelfs folgen. Häufig überprägten spätere halokinetische Bewegungen die primären Lagerungsverhältnisse der Schichten der höheren Trias.

Charakteristisch für die Deutsche Südliche Nordsee ist ein Aufreißen der Buntsandstein-Platte mit lateralen Relativbewegungen in der Größenordnung von maximal einigen Kilometern bei minimalem Neigungswinkel der Gleitbahn.

Bei entsprechend großem vertikalen Versatz können Buntsandstein-Schollen in direkten Kontakt mit Rotliegend und/oder Karbon gelangen, was eine Migration von Kohlenwasserstoffen in den Buntsandstein ermöglicht. Liegen solche Buntsandstein-Blöcke isoliert im Salinar, allseits abgedeckt, bilden sie ideale Voraussetzungen als Fallenstrukturen.

## **JURA**

Nach einem großen Hiatus zwischen Oberkeuper und der (meist oberen) Unterkreide, setzt eine Sedimentation dünner jurassischer Schichten ein. Nach seismischem Befund wird der untere Jura (unterer Lias) in den Randmulden vermutet, wurde jedoch mit den bisher im Bearbeitungsgebiet abgeteuften Bohrungen nicht nachgewiesen. Jurassische Bewegungen wie in der zentralen Nordsee sind also (nach THIEME und ROCKENBAUCH, 1999) aufgrund fehlender stratigraphischer Kontrolle (Nicht-Ablagerung bzw. Erosion in den kimmerischen Phasen) in der Südliche Nordsee nicht zu belegen.

#### **KREIDE**

Durch die anhaltende Aufwärtsbewegung der Salzstöcke während der Kreide, bis ins Jungtertiär hinein, kommt es erneut zur Entwicklung mächtiger Salzstockrandmulden.

Die durch die Aufwärtsbewegung des Salzes mitgeschleppten Schichten wurden dadurch teilweise steil aufgestellt (Fallenbildung in Randmulden der Salzstöcke).

Zwischen den primär (Keuper/Lias) und sekundär (obere Unterkreide) entstandenen Randmulden befindet sich ein relativ großer Hiatus (Kreide-Haupt-Erosion), der auf eine tektonische Hauptphase im Dogger hinweist. Es ist jedoch unsicher, wie viel Material während dieser Unterkreide-Transgression wieder erodiert wurde.

In der späteren frühen Kreide kam es zur Ablagerung von dünnen karbonatreichen Sedimenten und mächtigeren Paläogen- und dünneren Neogen-Schichten.

## **TERTIÄR**

Die Störungen am aufsteigenden Salz im Seismischen Profil (Anlage) im jüngeren Tertiär zeigen, dass die Salztektonik bis heute aktiv ist.

#### 8.5 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung

Die Absenkungs- und der Temperaturgeschichte der Oberkarbon-Gasmuttergesteine, ist von entscheidender Bedeutung für die Bildung und Akkumulation von Erdgaslagerstätten und deren Zusammensetzung. Ebenso steuert sie durch diagenetische Neu- und Umbildung die Speichereigenschaften.

Aus der Geschichte der Temperaturbeanspruchung des organischen Materials kann der Verlauf der Kohlenwasserstoff- und Stickstoff-Genese hergeleitet werden. Die Maturationskurve (Abb. 25) zeigt eine Stickstoff-Bildung aus organischem Material bei höheren Temperaturen, wenn nur noch ein geringes Restpotential zur Methanbildung besteht. Bereits gegen Ende des Rotliegend waren die Temperaturen des karbonischen Muttergesteins für die Methanentstehung hoch genug. Da jedoch noch die abdichtenden Zechsein-Salze fehlten, ging ein großer Teil des Genesepotentials für Kohlenwasserstoffe unwiederbringlich verloren.

Das Methan ging entweder in die Atmosphäre verloren oder es kam im Arbeitsgebiet zu einer lateralen Migration des methanreichen Gases von Nord nach Süd. Dieser Effekt eines langen südwärts gerichteten Migrationsweges von Gas aus der "Küchen-Gegend" im Norden, wird überdeckt von dem lokalen methanreichen Gas, welches in südliche Reservoirs migriert. Diese Gasanreicherungen im südlichen Teil des Arbeitsgebietes sind daher generell methanreicher. Im Norden, wo es aufgrund der hohen Maturität des Oberkarbons keine zusätzlichen Methanquellen gibt, werden die Gasanreicherungen dominiert durch Stickstoff.

Die maximale Versenkungstemperatur, über der mehr Stickstoff als Methan entsteht, liegt bei ca. 310° C, für den idealen Fall extrem niedriger Erhitzungsraten oder gleichbleibender Temperaturbedingungen.

Dieser Wert gilt als die niedrigste Temperatur für die Entstehung stickstoffreicher Gase, bei einem Vitrinitreflexionswert von ca. 3,5 %, der auch den Ergebnissen der Gesamtmenge von Stickstoff und Methan, die aus Kohle entstanden sind, entspricht. Rasche Erhitzungsraten von

94

33° C / Mio0. J. ergeben höhere Grenztemperaturen, in der Größenordnung von ca. 360° C für die Entstehung von stickstoffdominantem Gas.

Das Konzept der getrennten Entstehung von Methan und Stickstoff aus organischer Materie hilft, die unterschiedliche Gaszusammensetzung in Perm-Gas-Reservoirs in Zentral-Europa (Norddeutschland, Holland, südliche Nordsee) zu erklären. Nach diesem Konzept entsteht Stickstoff zu einem späteren Maturationsstadium als Methan aus organischer Materie. Wo früh entstandenes Methan aus Reservoirs oder Sedimentbecken verloren ging, wird später entstandenes Gas bei hoher Maturation der Muttergesteine (reich an organischer Materie) reich an Stickstoff sein.

Außerdem vermuten sie für den Gasreichtum im Nordwestdeutschen Sedimentbecken, dass aus tiefen kohlelagernden Schichten, Stickstoff in großen Mengen während des Tertiärs (max. Temperaturen) entstand.

Diese Ergebnisse unterstützen die Ansicht, dass Stickstoffentstehung aus organischer Materie vielleicht die wichtigste Quelle für Stickstoffgas ist, wenn genügend organisches Material vorhanden ist und hohe Maturationsstadien erreicht wurden.

## 8.6 Genese und Qualität des Gases im Arbeitsgebiet

Die Erdgaslagerstätten des Oberrotliegend der Mitteleuropäischen Senke sind überwiegend an strukturelle Fallen im höheren Rotliegend gebunden. Sie sind durch das Zechsteinsalinar versiegelt.

Das transgressive Rotliegendbecken ist, wie bereits in Kapitel 8.5 (S. 93 f) beschrieben, morphologisch in Teilsenken, Gräben und Bruchschollen gegliedert.

Die Basissande des Oberrotliegend der beckenzentraleren Bereiche der südlichen deutschen Nordsee sind potentielle Erdgasspeicher. Als abdeckender Bereich fungiert hier das Doppelsalinar Oberrotliegend-Salinar (Elbe-Subgruppe, Havel-Subgruppe teilweise tonigsiltig bis halitisch) und Zechstein-Salinar.

Zu erwarten sind lithologisch-stratigraphische und strukturell kombinierte Fallen.

Der Methangehalt in den Lagerstätten hängt also von den lithologischen und tektonischen Verhältnissen ab und ist migrationsbedingt.

Die Migration von Methan aus organischen Substanzen erfolgt dann, wenn der Innendruck größer ist als im umgebenden Speichergestein, d.h. es tritt im Stadium der Primärmigration ein "Mikrofracartiger Vorgang" von innen nach außen auf (MÜLLER, 1990).

Im Folgenden wird auf die qualitative Fallenfüllung im Oberkarbon und Rotliegend der südlichen deutschen Nordsee näher eingegangen.

Abbildung 25 zeigt, u.a. durch eine Maturationskurve, schematisch eingegliedert in die lithologischen und stratigraphischen Säulen für das Nordwestdeutsche Becken, die Genese des Oberkarbongases mit den Gas-Bildungs-Phasen, die die unterschiedlichen Qualitäten des Gases erklären. Die folgenden Punkte geben eine nähere Erläuterung zur Abb. 25:

- In der I. Gas-Generation geht das meiste in karbonischem Muttergestein entstandene Methan, noch während des Paläozoikum, in die Atmosphäre verloren. Wasser und Kohlendioxid wirken in dieser Phase diagenetisch.
- Die II. Gas-Generation stellt die Hauptgeneration des Methan dar. Dieses schon etwas Stickstoff enthaltene Gas migriert nun lateral (mit Anstieg des Rotliegend-Beckens) von Nord nach Süd und vermischt sich dort mit lokalem methanreicherem Gas.
  - Orte der Akkumulation dieses Gases sind z.B. Groningen und die Bohrungen L-1-1 und J-13-1 (zur Gaszusammensetzung der letzten beiden Bohrungen siehe Abbildung 27: Gasanalyse-Karte). Diese Gasanreicherungen im südlichen Teil des Arbeitsgebietes sind generell methanreicher.
- In der III. und IV. Gas-Generation wird durch maximale Temperaturen im Tertiär aus nun hochmaturem Oberkarbon fast ausschließlich Stickstoff generiert. Diese hohen Stickstoffgehalte führten z.B. 1964 in der Bohrung B-1 zu einem "Stickstoff blow out" (Gasausbruch).

Das Konzept, das hinter diesen Annahmen steht, geht also von einer zeitlich und/oder räumlich getrennten Entstehung von Methan und Stickstoff aus. So können die unterschiedlichen Gas-Zusammensetzungen in Perm-Gas-Reservoirs erklärt werden. Nach diesem Konzept entsteht Stickstoff zu einem späteren Maturationsstadium als Methan. Wo früh entstandenes Methan aus Reservoirs oder Sedimentbecken verloren ging (Atmosphäre, Migration nach Süden), kann später entstandenes und "eingefangenes" Gas bei hoher Maturation der Muttergesteine, reich an Stickstoff sein (Timing).

Dieser Nord - Süd - Trend ist in Abbildung 27 gut nachzuvollziehen. In den nördlicheren Gebieten überwiegt der Stickstoffanteil (grün dargestellt) und in den südlicheren Regionen fiel die Gas-Zusammensetzung methanreicher (rot) aus. Vermutlich ist die erste Gasgeneration mit dem regionalen Anstieg der Rotliegend-Sande nach Süden migriert.

Die Chance auf ein methanreiches Reservoir im Untergrund der südlichen deutschen Nordsee, besteht nur dort, wo Gas der I. oder II. Generation in abgeschlossenen Strukturen gefangen wurde und durch spätere Tektonik unberührt blieb.

Als Beispiel für solche abgeschlossenen Strukturen, in denen sich das methanreiche Gas der I. und II. Generation sammeln konnte, siehe Bohrung C-1, L-1-1 und D-1 in Abbildung 1. Zur Gaszusammensetzung siehe Abb. 27.

Der Grad der Maturation spiegelt sich auch in den Vitrinitreflexionswerten wieder (siehe Abb. 22). Z.B. wurden bei den schon oben erwähnten Borungen L-1-1 und D-1, Vitrinitreflexionswerte von 0,96 bzw. 1,03 gemessen. Diese früh-maturen Werte passen sehr gut mit der Annahme zusammen, dass es sich hier um Gas der I. und II. Generation handelt.

Abbildung 27 a: siehe Datei: "Abbildung27ab"!

# Abbildung 27 b: siehe Datei: "Abbildung 27 ab"!

Die Bohrung A-1, mit einem Stickstoffanteil von 68 Vol.% (Abb. 27), gehört somit zur III. und IV. Gas-Generation. Dieses bestätigt sich auch in dem hochmaturen Vitrinitreflexionswert von 4,91 (Abb. 22).

Eine Ausnahme in der Reifebildung der Muttergesteine bildet der "Chimney-Effekt" (NEUZERT und LITTKE, 1996): Aufgrund der wesentlich besseren Wärmeleitfähigkeiten von Evaporiten im Vergleich zu anderen Sedimentgesteinen sind unterhalb von Salzdomen niedrigere, oberhalb von Salzdomen höhere Temperaturen zu erwarten, als in benachbarten Gebieten. Dieser Effekt erniedrigt die kalkulierte heutige Vitrinitreflexion der Muttergesteine um bis zu 0,5 % R<sub>r</sub>. Hierdurch kann in Gebieten, die unterhalb eines Salzdoms liegen, auch heute noch mit einem Restpotential für die Methangenese gerechnet werden, während die Muttergesteine in benachbarten Gebieten bereits überreif sind, und demzufolge nur noch Stickstoff generieren.

## 8.7 Zusammenfassung

- 1. Das Gasangebot des Karbon-Muttergesteins ist nicht ausreichend, um die Stefan- und die Rotliegend-Sande in der zweiten und vor allem in der dritten Maturationsphase zu füllen.
- 2. Methanreiches Gas früherer Maturationsphasen ist mit dem regionalen Anstieg der Rotliegend-Basis von Nord nach Süd, z.B. nach Groningen migriert.
- 3. Stickstoffreiches Gas späterer Maturationsphasen hat sich in jüngeren Fallen gesammelt, die sich in der tektonisch stark beeinflussten Kreide gebildet haben. Je nach Fortschritt der Maturation ergaben sich verschiedene Gas-Zusammensetzungen: C-1 und D-1 ca. 50% CH<sub>4</sub> und 50% N<sub>2</sub>; H-15-2, H-18-1 und B-2 ca. 35% CH<sub>4</sub> und 65% N<sub>2</sub>.
- 4. Die Mischung ursprünglich methanreicher Gasqualitäten, mit stickstoffreichen späteren Zuflüssen, ergibt Gasqualitäten mit Stickstoff-Gehalten von 20 70 %.
- 5. Gute Gasqualitäten der II. Generation (niedrige Maturation im Oberkarbon) bleiben nur in isolierten, von späterer Tektonik ungestörten Schollen (z.B. L-1-1) erhalten.
- 6. Erdgas mit Stickstoff-Gehalten unter 50 % ist in der südlichen deutschen Nordsee nur in ungestörter Closure zu finden, aus der methanreiches Gas früher Maturation nicht wegmigrieren oder durchperkolieren konnte.

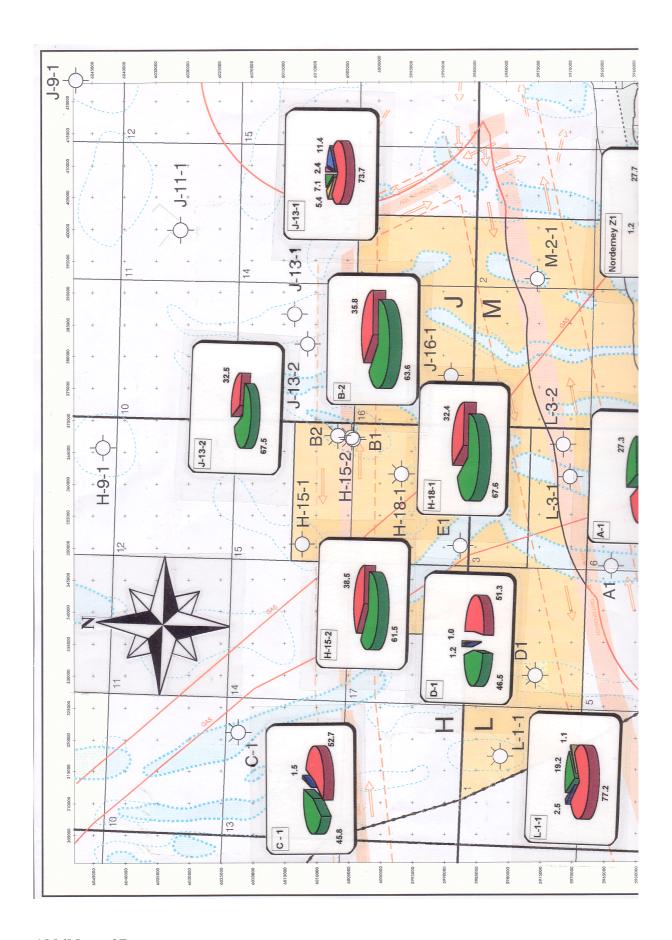


Abbildung 27 a

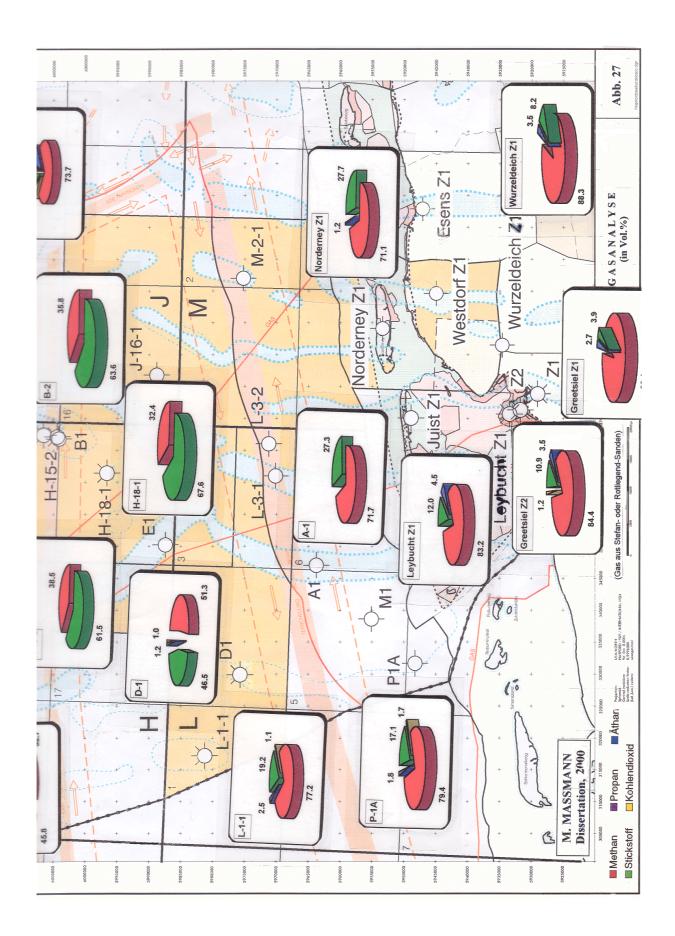


Abbildung 27 b

#### 9. ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Beantwortung der eingangs gestellten Fragen.

Da sich das Arbeitsgebiet fast vollständig im salinaren Beckenbereich befindet, sind die Speichergesteine hier also nur unterhalb der abdichtenden Salinarfolge zu finden. Das im Gebiet der H/L-Blöcke anzutreffende Stefan (höchstes Oberkarbon), ist nur im Bereich eines Grabensystems abgelagert worden. Gute Reservoir-Sandsteine entstanden im zentralen Rotliegend-Becken nur während der Graben-Auffüllungs-Phase (äolisch oder fluviatil). An der Grenze Unter-/Oberrotliegend kam es zur Hebung des Gebietes, verbunden mit vulkanischer Aktivität.

Die Lithologie der in den vornehmlich N-S gerichteten Gräben abgelagerten Sandsteine des Oberkarbon (Stefan) und Rotliegend, bestimmt zu einem großen Teil den möglichen Erfolg der Gas-Exploration in Nordwestdeutschland (z.B. die Dünensande der Havel-Subgruppe oder auch die äolischen oder fluviatilen Sande der Dethlingen-Formation). Der in einigen Bohrungen (z.B. H-15-2 und J-16-1) auftretende Vulkanit bildet die Grenzschicht zwischen Oberkarbon bzw. Unterrotliegend und Oberrotliegend. Durch diese Neugliederung liegen die im Arbeitsgebiet ehemals als Basissande des Oberrotliegend bezeichneten Reservoir-Sande nun teilweise im Oberkarbon (Stefan oder Westfal D). Einige Gasfunde sind dadurch nun ins Stefan zu stellen. Die Exploration auf Rotliegend-Gas wird somit auch zu einer Exploration auf "Oberkarbon- bzw. Unterrotliegend-Gas".

Die Speicherqualität dieser Rotliegend- und Oberkarbon-Sande ist ein entscheidender Parameter für eine mögliche Exploration auf Erdgas im Arbeitsgebiet. Die Untersuchungen der Speicherqualität (Häufung der Werte bei ca. 10 % Porosität und 5 mD Permeabilität) ergaben, dass die Stefan-Sandsteine qualitativ den Rotliegend-Sandsteinen ähnlich sind, erstere jedoch in geringeren Mächtigkeiten auftreten und damit keine hohen Reservenerwartungen zulassen. Das mit einem Reservoir verbundene Risiko ist insgesamt demnach relativ hoch.

Die Qualität des in den H/J/L/M-Blöcken auftretenden Gases ist lokal sehr unterschiedlich im Arbeitsgebiet.

Die Qualität des Gases wird u.a. beeinflusst durch die Teufe und damit auch durch die Temperatur, der das Muttergestein (Karbon) ausgesetzt wurde. Daraus ergibt sich ein Maturations-Verlauf, dem vier verschiedene Gas-Generationen zugeordnet werden können.

Diese entwickelten im Laufe der Zeit unterschiedliche Mengen  $H_2O$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$  und  $N_2$ . In der ersten Gas-Generation entstanden vorwiegend  $H_2O$  und  $CO_2$ , die diagenetisch wirksam wurden. Das zu diesem Zeitpunkt entstandene  $CH_4$  perkolierte weitgehend nach oben durch und ging in die Atmosphäre verloren. Die zweite Gas-Generation war die Hauptentstehungsphase von  $CH_4$ .  $N_2$  entstand nur wenig. Die dritte Gas-Generation brachte noch etwas  $CH_4$  hervor, jedoch hauptsächlich  $N_2$ . In der vierten Gas-Generation entstand dann fast nur noch  $N_2$ .

Im Arbeitsgebiet ist nun also das methanreiche Gas früherer Maturationsphasen mit dem regionalen Anstieg der Rotliegend-Basis von Nord nach Süd (z.B. nach Groningen) migriert. Das N<sub>2</sub>-reichere Gas späterer Maturation sammelte sich in den während der tektonisch aktiven Phasen der Kreide-Zeit entstandenen Fallen. (C-1: 53 % CH<sub>4</sub> und 45 % N<sub>2</sub>; D-1: 51/47; später gefüllte Fallen: H-15-2: 38/61, H-18-1: 32/67, B-2: 36/63). Durch die Mischung ursprünglich CH<sub>4</sub>-reicher Gasqualitäten, mit N<sub>2</sub>-reichen späteren Zuflüssen, ergeben sich Gasqualitäten mit N<sub>2</sub>-Gehalten von 20-70 %. Gute Gasqualitäten (Gas der zweiten Generation, CH<sub>4</sub>-reich) sind im Arbeitsgebiet nur in isolierten Schollen (z.B. L-1-1) erhalten geblieben.

Gas-Reservoirs deren Gasqualitäten Stickstoffgehalte < 50 % beinhalten, sind daher nur in einer ungestörten Closure zu finden, die methanreiches Gas früher Maturation nicht verloren hat.

A b k ü r z u n g e n 103

# 10. ERKLÄRUNG DER ABKÜRZUNGEN

- **BEB** = Brigitta Elwerath Betriebsgesellschaft
- **BGR** = Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Stilleweg 2, 30655 Hannover
- **DEA** = Deutsche Erdöl Aktiengesellschaft
- **DNG** = Deutsche Nordsee Gruppe (Konsortium aus in der Nordsee tätigen Erdölgesellschaften)
- **DT** = Delta T (Time, Zeit, Laufzeit): Sonicmessung, misst die akustische Laufzeit.
- <u>Prinzip</u>: Von einer Ultraschallquelle wird ein Impuls in das Gebirge gesandt. Dieser Schallimpuls breitet sich radial aus und erreicht nach einer gewissen Zeit einen Empfänger, der in einem bestimmten Abstand zum Impulsgeber (Sender) steht.
- Die Laufzeit der Schallwelle wechselt mit den Formationen und deren Zusammensetzung. Um den Einfluss der Laufzeit durch die Spülung auszuschalten, arbeitet man mit zwei Empfängern und subtrahiert die kürzere Laufzeit von der längeren. Trotzdem treten bei Auskesselungen Störeffekte auf. Diese werden weitgehend durch eine Verdoppelung des Systems, Addition und Halbierung der gemessenen Laufzeit ausgeschaltet.
- Anwendung: Lithologie (Karbonate, Anhydrite und Salz haben schnelle Laufzeiten, Tonsteine und die meisten Sandsteine langsame), Porosität, Korrelation, Klüfte (über Wellenzugaufnahme). Das Sonic-Meßverfahren wird auch zur Eichung der seismischen Laufzeit benötigt.
- **Fl. B.** = Flüchtige Bestandteile, d.h. Gasgehalt bei Trocken-Destillation.
- **GR** = Gamma Ray: misst die natürliche Gamma-Eigenstrahlung des Gesteins. Da die meisten Tonminerale Kalium enthalten, bei dessen Zerfall in Argon Gamma-Strahlung frei wird, kann durch GR-Messungen zwischen Tonsteinen und anderen Gesteinen (Sandstein) unterschieden werden (Lithologie). D.h., dass ein Tonstein eine viel höhere Strahlung abgibt als z.B. ein reiner Sandstein. Somit kann der Tonanteil in der Lagerstätte bestimmt werden. Das GR findet Anwendung als Korrelationslog und bei lithologischen Ansprachen. Der Kurvenlauf kann auch zu einer groben Fazies-Analyse herangezogen werden.

104 A b k ü r z u n g e n

• **GWC** = Gas-Wasser-Kontakt; Grenzfläche zwischen dem Rand- oder Bodenwasser in einer Lagerstätte und der darüber befindlichen natürlichen Gaskappe.

- **KB** = Kelly bushing (engl.): Unterkante Drehtisch
- **LDL** = Litho Density Log = Porositätslog: gibt Aufschluß über die Porosität des Gesteins.
- **NGL** = Netherland Gas Limited
- **NPHI** = Neutron-Porositätsmessung

<u>Prinzip</u>: Das Gebirge wird mit Neutronen aus einer mechanischen Neutronenquelle bestrahlt. Beim Zusammentreffen mit den Atomen der Materie werden die Neutronen stark abgebremst, verlieren ihre Energie und werden schließlich eingefangen. Dieser Vorgang erzeugt jedoch Gamma Strahlung, die gemessen werden kann.

Das Element mit der stärksten Bremswirkung ist der Wasserstoff (H). Sein Kern hat ungefähr die gleiche Masse wie ein Neutron. Je mehr H-Atome, desto schneller der Energieverlust und desto höher die Gamma-Strahlung.

Die Neutron-Messung ist ein Maß für den Wasserstoffindex der Formation, und da die Sedimentgesteine keinen Wasserstoff in ihrer molekularen Struktur enthalten sondern nur in dem Porenraum, ist dieser wiederum ein Maß für Porosität.

#### Anwendung:

- Porositätsmessung.
- Zur Gasanzeige. Da Gas eine geringere Anzahl an H-Atomen enthält als Wasser oder Öl
  und wird somit von dem Gerät eine zu niedrige, falsche Porosität angezeigt in Vergleich
  mit anderen Porositätsmessungen.
- Zur Tonsteinerkennung. Da Tone viel gebundenes Wasser enthalten, ließt das Gerät hier eine hohen Porosität (Totporosität, nicht produzierbar).

<u>Anmerkungen</u>: Die Neutron Porositätsmessung misst die Porosität also nicht direkt. Daher bedarf es zusätzlicher Informationen wie Lithologie, Salinität, Bohrlochverhältnisse usw., um die Porositäten aus den Messwerten ableiten zu können.

- Bei Verwendung mehrerer Messungen (SONIC, DICHTE, WIEDERSTAND) kann eine gute Porositätsbestimmung vorgenommen werden, mögliche Fehler der Einzelmessungen werden so erkannt und können korrigiert werden.
- **NWK** = Nordwestdeutsche Kraftwerke AG

A b k ü r z u n g e n

• **RHOB** = Bulk Density (engl.): gibt Aufschluß über die Porosität des Gesteins.

Hierbei handelt es sich um die Litho-Density-Messung (LDL). Das ist die moderne Formationsdichtemessung.

Prinzip: Mit einer Gamma Strahlenquelle wird das Gebirge bestrahlt. Zwei Effekte, die Compton Streuung und der photoelektrischen Effekt verursachen bestimmte Reaktionen im Gebirge. Der Compton Effekt ist die Reaktion zwischen Gamma Strahlen und den Elektronen im Gestein. Die Gamma Strahlen werden beim Zusammentreffen mit den Elektronen abgelenkt und abgeschwächt. Bei dem photoelektrischen Effekt werden die Gamma Strahlen durch die Elektronen vollständig absorbiert. die Messung der Dichte (Bulk-Dichte) beruht auf dem Compton Effekt, die PE-Messung (Lithologie) auf dem Photoelektrischen Effekt.

Anwendung: die Bulk-Dichte eines Gesteins ist ein Maß für Porosität. Die PE-Kurve ist porositätsunabhängig, birgt aber sehr gute Information über Lithologie.

- R<sub>m</sub> = mittleres Reflexionsvermögen des Vitrinits (in %); es wird als Inkohlungsmaßstab benutzt, das an Flözkohlen oder an Gesteinsproben mit feindisperser organischer Substanz bestimmt werden kann. Durch die Vitrinitreflexion wird der Reifegrad der organischen Ausgangssubstanz (des Erdgases) charakterisiert.
- **RWE** = Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke
- **TOC** (engl.) = gesamter organischer Kohlenstoff (g C / 100 g)
- wg (engl.) = weight: Gewichtsanteil

106 Verzeichnis

# 11. ABBILDUNGS - UND TABELLENVERZEICHNIS

ABBILDUNG	TITEL	KAPITEL	SEITE
1	Teufenplan Basis Zechstein, Deutscher Nordsee-		
	Sektor, südlicher Teil, Gasführung im Rotliegend	2.1	5
2	Konzessionen in der deutschen Nordsee (1998)	2.2	8
3	Lageplan der Bohrungen in der südlichen		
	deutschen Nordsee	4	12
4	Auftraggeber bzw. Konsortium und Operator der		
	einzelnen Bohrungen	4	17
5	Die präpermische Unterlage mit tektonischen		
	Einheiten	5.1	22
6	Grabenentwicklung im Oberrotliegend		
	Nordwestdeutschlands	5.1	23
7	Rotliegend-Paläogeographie von NW-Europa mit		
	nordwestdeutschem Beckenanteil	5.2	25
8	Faziesprovinzen des Oberrotliegend in NW-		
	Deutschland	5.2	27
9	Sedimentbecken im Südwesten der USA	5.3	29
10	Sedimentbecken in Afrika	5.3	30
11	Salzseen in den zentralen australischen Wüsten	5.3	31
12	Verallgemeinerte Rotliegend-Stratigraphie im		
	Arbeitsgebiet	6.1	34
13	Stratigraphische Gliederung des Rotliegend in der		
	südlichen deutschen Nordsee, nach alten und neuen		
	Gliederungskriterien	6.2	42
14	Lageplan der Profile (Anlage)	6.2	43
15	Synoptische stratigraphische Tabelle des		
	Rotliegend im Norddeutschen Becken	6.2	47
	<u> </u>	l	I.

ABBILDUNG | TITEL KAPITEL **SEITE** 16 Beispiel einer Bohrlochmessung eines Strandsandes im Rotliegend-Becken mit sequenzstratigraphischen Begriffen 6.3 50 **17** Diagramm: Porosität / Permeabilität vs. Teufe, 7 aller Rotliegend- und Oberkarbon-Sandsteine 57 18 Diagramm: Porosität vs. Teufe, Rotliegend- bzw. 7 Oberkarbon-Sandsteine getrennt betrachtet 58 **19** Schematische Darstellung der Kerogen-Entwicklung im "van KREVELEN-Diagramm" 8.1 62 Schematische Darstellung der Kerogen-20 Entwicklung von der Diagenese bis zur Metagenese im "van KREVELEN-Diagramm" 8.1 63 21 Diagramm: freie Energien bestimmter 8.1 64 Kohlenwasserstoffe vs. Temperatur 73 22 Inkohlungskarte mit Vitrinitreflexionswerten 8.2 23 Regionale Verteilung von stickstoffdominanten Gasen in Rotliegend-Reservoirs 8.3 77 82 24 Entstehungs-Raten für Methan und Stickstoff aus Humuskohle, während einer Pyrolyse 8.3 "Maturations-Kurve" 25 8.4 87 Lageplan Seismische Linie 8.4 90 **26** 27 97 Gasanalyse 8.6 **TABELLE** TITEL **KAPITEL SEITE** I Bohrungsübersicht 4 15 f II Allgemeine Inkohlungsreihe 8.2 68 Ш 8.2 69 Steinkohle-Inkohlungsstufen

# 12. LITERATUR

# BACHMANN, G.H. und GROSSE, S. (1989):

Struktur und Entstehung des Norddeutschen Beckens - geologische und geophysikalische Interpretation einer verbesserten Bouguer-Schwerekarte -,

Nds. Akad. Geowiss. Veröffentl., <u>2</u>, 1989, S. 23-47.

#### **BEHRENDT, L. (1990):**

Die sedimentologischen Leithorizonte im Saxon im Nordteil der DDR,

Z. angew. Geol., <u>36</u> (Kurzfassung), Berlin, S. 333-335.

#### **BEHRENDT, L. (1993):**

Die sedimentologischen Leithorizonte im Saxon NE-Deutschlands,

Z. angew. Geol., 39, Berlin, S. 70-78.

#### BOIGH, H. (1972):

Nordsee-Exploration, Eine Zwischenbilanz,

OEL-Zeitschrift für Mineralölwirtschaft, Mai 1972, S. 120-127.

# DRONG, H.J., PLEIN, E., SANNEMANN, D., SCHUEPBACH, A. und ZIMDARS, J. (1982):

Der Schneverdingen-Sandstein des Rotliegenden - eine äolische Sedimentfüllung alter Grabenstrukturen,

Z. dt. geol. Ges., <u>133</u>, Hannover, S. 699-725.

#### GASCHNITZ, R., KROOß, B.M., GERLING, P., FABER, E. und LITTKE, R. (1998):

Isotopie thermisch gebildeter Gase: Experimentelle Untersuchungen zur Isotopenfraktionierung von Pyrolysegasen aus Typ III Kerogen (Vitriniten),

DGMK-Tagungsbericht <u>9801</u>, Frühjahrstagung 1998, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle, S. 399-400.

#### GAST, R.E. (1988):

Rifting im Rotliegenden Niedersachsens,

Die Geowissenschaften, <u>6. Jg.</u>, <u>Nr. 4</u>, Weinheim, S. 115-122.

#### GAST, R.E. (1991):

The Perennial Rotliegend Saline Lake in Northwest Germany,

Geol. Jb., <u>A 119</u>, Hannover 1991, S. 25-59.

# GAST, R.E. (1993):

Sequenzanalyse von äolischen Abfolgen im Rotliegenden und deren Verzahnung mit Küstensedimenten,

Geol. Jb., A131, Hannover 1993, S. 117-139.

#### GAST, R.E. (1995):

Sequenzstratigraphie,

#### In: **PLEIN, E. (Hrg.)**:

Stratigraphie von Deutschland I, Norddeutsches Rotliegendbecken, Rotliegend-Monographie Teil II,

Courier Forschungs-Institut Senckenberg 183, Frankfurt a. M., S. 47-54.

#### **GAST, R. und GEBHARDT, U. (1995)**:

Elbe-Subgruppe,

#### In: **PLEIN, E. (Hrg.)**:

Stratigraphie von Deutschland I, Norddeutsches Rotliegendbecken, Rotliegend-Monographie Teil II,

Courier Forschungs-Institut Senckenberg <u>183</u>, Frankfurt a. M., S. 121-128.

# GAST, R. und GUNDLACH, T. (1998):

Permian Wrenching And Extensional Tectonics In Lower Saxony; Germany,

DGG-Tagung, Okt. 1998, (Abstract und 17 Abbildungen).

#### **GEBHARDT, U.** (1994):

Zur Genese der Rotliegend-Salinare in der Norddeutschen Senke (Oberrotliegend II, Perm), Freib. Forsch.-H., <u>C 452</u>, Leipzig, S. 3-22.

# GEBHARDT, U., HELMUTH, H.J., KLEDITZSCH, O. und SÜßMUTH, S. (1995):

Havel-Subgruppe und Paläogeographie der Havel-Subgruppe,

#### In: **PLEIN, E. (Hrg.)**:

Stratigraphie von Deutschland I, Norddeutsches Rotliegendbecken, Rotliegend-Monographie Teil II,

Courier Forschungs-Institut Senckenberg 183, Frankfurt a. M., S. 110-121.

#### GRALLA, P. (1988):

Das Oberrotliegende in NW-Deutschland - Lithostratigraphie und Faziesanalyse, Geol. Jb., **A 106**, Hannover 1988, S. 3-59.

# HARK, H.U. und SCHÖNEICH, H. (1973):

Die neuen Erdöl- und Erdgasfunde in der Nordsee, Stand und Entwicklung der KW-Exploration in den Jahren 1971/72,

Erdoel-Erdgas-Zeitschrift, 89. Jg., Jan. 1973, S. 3-11.

#### HEDEMANN, H.-A., MASCHECK, W., PAULUS, B. und PLEIN, E. (1984):

Mitteilung zur lithostratigraphischen Gliederung des Oberrotliegenden im Nordwestdeutschen Becken,

Nachr. Dt. Geol. Ges., Heft 30, Hannover, April 1984, S. 100-107.

# HEEK, K.H. van, JÜNTGEN, H., LUFT, K.-F. und TEICHMÜLLER, M. (1971):

Aussagen zur Gasbildung in frühen Inkohlungsstadien auf Grund von Pyrolyseversuchen,

Erdöl und Kohle - Erdgas - Petrochemie vereinigt mit Brennstoff-Chemie, **24. Jg**., **Nr. 9**, Sept. 1971, S. 566-572.

#### HOCK, M., KRAFT, T., KLOAS, F. und STOWE I. (1995):

Lithology and sandstone diagenesis types from petrophysical well logs - a tool for improved reservoir characterization in the Rotliegend formation, Permian basin, Northwestern Germany. FIRST BREAK, <u>Vol.13</u>, <u>No. 11</u>, 1995, s. 441-450.

#### HOHL, R. (ed.) (1985):

Die Entwicklungsgeschichte der Erde,

**<u>6. Auflage</u>**, Dausien-Verlag, 703 Seiten.

#### **KROOSS, B.M. und KARG, H. (1998)**:

Tonsteine des tiefen Namur als potentielle Stickstoffquellen nordwestdeutscher Erdgase - erste Indizien aus Pyrolyse-Untersuchungen,

DGMK-Tagungsbericht <u>9801</u>, Frühjahrstagung 1998, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle, S. 193-202.

#### **LAURIEN, H. (1966):**

Taschenbuch Erdgas,

R. Oldenbourg Verlag, München u. Wien, 678 Seiten.

#### LITTKE, R., KROOSS, B., IDIZ, E. und FRIELINGSDORF, J. (1995):

Molecular Nitrogen In Natural Gas Accumulations: Generation From Sedimentary Organic Matter At High Temperatures,

AAPG Bulletin, **V. 79**, **No. 3**, März 1995, S. 410-430.

#### MÜLLER, E.P. (1990):

Genetische Modelle der Bildung von Erdgaslagerstätten im Rotliegenden,

Niedersächsische Akademie der Geowissenschaften,

Veröffentlichungen: Geologie und Kohlenwasserstoff-Erkundung im Präzechstein der DDR,

- Norddeutsche Senke -,

Heft 4, Hannover 1990, S. 77-90.

#### MURAWSKI, H. (1983):

Geologisches Wörterbuch,

8. Auflage, Enke Verlag, 281 Seiten.

# NEUZERT, G.H. und LITTKE, R. (1996):

2 D Simulation der Ablenkungs- und Temperaturgeschichte sowie der Methan- und Stickstoffbildung im Nordwestdeutschen Becken,

DGMK-Tagungsbericht <u>9602</u>, Frühjahrstagung 1996, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle, S. 77-86.

# **PATIJN, R.J.H.** (1964):

Die Entstehung von Erdgas infolge der Nachinkohlung im Nordosten der Niederlande,

Erdöl und Kohle · Erdgas · Petrochemie, <u>17. Jg</u>., Jan. 1964, <u>Nr. 1</u>, Hamburg, S. 2-9.

#### PLEIN, E. (1978):

Rotliegend-Ablagerungen im Norddeutschen Becken,

Z. dt. geol. Ges., <u>129 (1)</u>, Hannover, S. 71-98.

#### **PLEIN, E. (1995)**:

Paläogeographie der Dethlingen-Formation,

#### In: **PLEIN, E. (Hrg.)**:

Stratigraphie von Deutschland I, Norddeutsches Rotliegendbecken, Rotliegend-Monographie Teil II,

Courier Forschungs-Institut Senckenberg 183, Frankfurt a. M., S. 136f.

#### PLEIN, E. und GEBHARDT, U. (1995):

Paläogeographie der Havel-Subgruppe,

#### In: **PLEIN, E. (Hrg.)**:

Stratigraphie von Deutschland I, Norddeutsches Rotliegendbecken, Rotliegend-Monographie Teil II,

Courier Forschungs-Institut Senckenberg 183, Frankfurt a. M., S. 117-121.

# ROCKENBAUCH, K., BRAUCKMANN, F., SCHÄFER, H.-G. und UTERMÖHLEN, S. (1998):

Das Zechstein 2-Karbonat (Ca2) "Stacked-Reservoir" Play in NW-Deutschland,

Erdöl Erdgas Kohle, 114. Jg., Heft 12, Dez. 1998, S. 589-594.

# **RÜDDIGER, G. (1975)**:

Das Öl- und Gaspotential der Nordsee,

Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt a.M., Jg. 74, Heft 11, S. 303-308.

# **SCHÖNEICH, H.** (1983):

Erdöl und Erdgas in der Nordsee - Entwicklung von Exploration und Produktion 1982/83, Erdöl-Erdgas, **99. Jg.**, **Heft 11**, Nov. 1983, S. 359-369.

SCHRÖDER, L., PLEIN, E., BACHMANN, G.H., GAST, R.E., GEBHARDT, U., GRAF, R., HELMUTH, H.-J., PASTERNAK, M., PORTH, H. und SÜSSMUTH, S. (1995):

Stratigraphische Neugliederung des Rotliegend im Norddeutschen Becken,

Geol. Jb., <u>A 148</u>, Hannover 1995, 21 Seiten, 8 Tafeln.

#### STAHL, W.J. (1968):

Zur Herkunft nordwestdeutscher Erdgase,

Erdöl und Kohle · Erdgas · Petrochemie, **21. Jg**., Sept. 1968, **Nr. 9**, Hamburg, S. 514-518.

#### STAHL, W.J. (1975):

Kohlenstoff-Isotopenverhältnisse von Erdgasen,

Erdöl und Kohle - Erdgas - Petrochemie vereinigt mit Brennstoff-Chemie, <u>Bd. 28</u>, <u>Heft 4</u>, April 1975, S. 188-191.

# TEICHMÜLLER, M. (1971):

Anwendung kohlenpetrographischer Methoden bei der Erdöl- und Erdgasprospektion, Erdöl und Kohle - Erdgas - Petrochemie vereinigt mit Brennstoff-Chemie, **24. Jg**., Febr. 1971, **Nr. 2**, S. 69-76.

# TEICHMÜLLER, M., TEICHMÜLLER, R. und BARTENSTEIN, H. (1984):

Inkohlung und Erdgas - eine neue Inkohlungskarte der Karbon-Oberfläche in Nordwestdeutschland,

Fortschr. Geol. Rheinld. u. Westf., Bd. 32, Krefeld, Dez. 1984, 34 Seiten.

#### THIEME, B. und ROCKENBAUCH, K. (1999):

Floßtektonik ("rift-raft tectonics") in der Trias der Südlichen Nordsee,

DGMK-Tagungsbericht **9901**, Frühjahrstagung 1999, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle, S. 65-79.

# **TISSOT, B.P. und WELTE, D.H. (1984)**:

Petroleum Formation and Occurrence,

2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin - Heidelberg - New York - Tokio, 699 Seiten.

# TRUSHEIM, F. (1971):

Zur Bildung der Salzlager im Rotliegenden und Mesozoikum Mitteleuropas, 46 Seiten, 10 Abbildungen, 2 Tabellen und 6 Falttafeln.

#### **WELTE, D.H.** (1976):

Grenzbedingungen für Kohlenwasserstoffbildung und -umbildung,

Erdoel-Erdgas-Zeitschrift, <u>92. Jg</u>., Dez. 1976, S. 413-415.

# UNVERÖFFENTLICHTE LITERATUR:

# **GEMMEL, L. (1997):**

Stratigraphie, Sedimentologie und Diagenese des höheren Rotliegend der Flechtinger Scholle, Diplomarbeit, Universität Hannover, Okt. 1997, 89 Seiten und 15 Tafeln.

# **KETTEL, D. (1994):**

Nitrogen study.

# MASSMANN, M. (1994):

Das Gaspotential der südlichen deutschen Nordsee,

Diplomarbeit, Universität Hamburg, Okt. 1994, 80 Seiten + 25 Seiten Anhang und 6 Anlagen.

# **ANLAGEN** (1-4: als CD-Rom)

- 1) J-16-1 Log
- 2) SW-NE-Korrelations-Profil (über die Bohrungen E-1, H-18-1, H-15-2, B-2, J-13-2 und J-13-1)
- 3) NW-SE- Korrelations-Profil (über die Bohrungen E-1, L-3-1 und Juist Z1)
- 4) Seismisches Profil in Zeit (über die Bohrung E-1), Linie Nr. 790327

Lage der Bohrungen: siehe Abb. 3, S. 12

Lage der Korrelations-Profile: siehe Abb. 14, S. 43

Lage des seismischen Profils: siehe Abb. 26, S. 90

ANLAGE I
Dissertation
Marcelle Massenger J16 Zechstein Hannover-Formation Rotliegend Elbe-Subgruppe Dethlingen-Formation Vulkanit Karbon Jesende School, 566
Salvan, 566
Salvan, 566
Salvan, 570
Florida
Salvan, Casare-Oute
Salvan

