

**Datengrundlage,  
Arbeitskonzepte und erste  
vorläufige Ergebnisse zum  
Projekt Geopotenzial  
Deutsche Nordsee (2009-2010)**

**Zwischenbericht der Module C, D und E**

**Jashar Arfai, Fabian Jähne, Rüdiger Lutz,  
Lutz Reinhardt, Hauke Thöle, Holger Wirth**

**Datum: 30.06.2011**

# Inhaltsverzeichnis

<b><u>1</u></b>	<b><u>EINLEITUNG</u></b> .....	<b>1</b>
<b><u>2</u></b>	<b><u>GEOLOGISCHE EINFÜHRUNG</u></b> .....	<b>4</b>
2.1	GEOLOGIE DER NORDSEE .....	4
2.2	GEOLOGISCHER AUFBAU DES DEUTSCHEN NORDSEESEKTORS .....	7
2.2.1	GRABENSTRUKTUREN .....	7
2.2.2	HOCHLAGEN UND PLATTFORMGEBIETE .....	11
2.2.3	SALZSTRUKTUREN IM DEUTSCHEN NORDSEESEKTOR .....	13
<b><u>3</u></b>	<b><u>DATENGRUNDLAGEN</u></b> .....	<b>15</b>
3.1	LITERATUR, KARTENWERKE .....	15
3.1.1	SOUTHERN PERMIAN BASIN ATLAS (SPBA) .....	15
3.1.2	GEOTEKTONISCHER ATLAS VON NORDWEST-DEUTSCHLAND UND DEM DEUTSCHEN NORDSEE-SEKTOR .....	16
3.1.3	WEITERE ÜBERSICHTSWERKE UND DATENGRUNDLAGEN .....	17
3.2	BOHRUNGSDATEN .....	20
3.2.1	DATENVERFÜGBARKEIT .....	20
3.2.2	DATENQUELLEN .....	21
3.2.3	AKTUELLE DATENLAGE .....	21
3.3	REFLEXIONSSEISMISCHE DATEN .....	22
3.4	DATENBANKEN .....	25
3.4.1	DATENHALTUNG IN EINEM GEOINFORMATIONSSYSTEM .....	25
3.4.2	LITERATURVERWALTUNG .....	27
<b><u>4</u></b>	<b><u>ARBEITSKONZEPTE</u></b> .....	<b>28</b>
4.1	MARKER- <i>SURFACE</i> -KONZEPT .....	29
4.1.1	STRATIGRAFISCHER ÜBERBLICK .....	30
4.1.2	MARKER- <i>SURFACE</i> -ZUORDNUNG .....	40
4.1.3	REFERENZPROFIL .....	55
4.2	KONZEPT ZUR BOHRUNGSEINGABE .....	61
4.2.1	PROJEKTAUFBAU SEISMISCHES INTERPRETATIONSSYSTEM (GEOFRAME) .....	61
4.2.2	BEGRIFFSDEFINITIONEN .....	62
4.2.3	DATENAUFBEREITUNG UND ABLAGE .....	63
4.2.4	ARBEITSABLAUF („WORKFLOW“): BOHRUNGSEINGABE .....	67
4.3	KONZEPT ZUR STRUKTURINTERPRETATION .....	84
4.3.1	DATEN FÜR DIE STRUKTURINTERPRETATION IM ENTENSCHNABEL .....	85
4.3.2	NOMENKLATUR DER STÖRUNGSSEGMENTE .....	86
4.3.3	TABELLARISCHE DOKUMENTATION DER STÖRUNGSSEGMENTE .....	91
4.3.4	ARBEITSABLAUF („WORKFLOW“): STRUKTURINTERPRETATION .....	94
<b><u>5</u></b>	<b><u>ERGEBNISSE: INTERPRETATION SEISMISCHER HORIZONTE</u></b> .....	<b>113</b>
5.1	MITTEL-MIOZÄN-DISKORDANZ (MMU) .....	113
5.2	BASIS OBERPALÄOZÄN (T1) .....	115
5.3	BASIS BUNTSANDSTEIN (TR1) .....	116
5.4	BASIS NAHER REFLEKTOR ZECHSTEIN .....	117
<b><u>6</u></b>	<b><u>LITERATURVERZEICHNIS</u></b> .....	<b>122</b>
<b><u>7</u></b>	<b><u>ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS</u></b> .....	<b>127</b>
<b><u>8</u></b>	<b><u>ANHANG</u></b> .....	<b>130</b>



# 1 Einleitung

Das Projekt Geopotenzial Deutsche Nordsee (GPDN) stellt eine Gemeinschaftsinitiative des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) und des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) dar. Es hat eine Laufzeit vom 1. August 2008 bis 31. Dezember 2013 und wurde vom Niedersächsischen Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie initiiert. Weiterhin erhält das Projekt Finanzierungsbeiträge und Daten von verschiedenen Kooperationspartnern aus der Wirtschaft.

Das wesentliche Ziel des Projektes ist die Ermittlung und Bereitstellung geowissenschaftlicher Informationen zur Entstehungsgeschichte und dem strukturellen Aufbau des Untergrundes im deutschen Nordseeraum. Dieses Wissen ist für die nachhaltige Entwicklung des marinen Wirtschaftsraumes Nordsee unerlässlich, da die Planung und Umsetzung von Maßnahmen in den Bereichen Wirtschaft und Umwelt darauf aufbauen.

Mögliche zukünftige Interessengebiete für die Energiewirtschaft sollen durch die Arbeiten identifiziert werden, so dass sich Technologieentwicklungen darauf einstellen und Anforderungen des Umweltschutzes rechtzeitig beachtet werden können. Wesentliche Potenziale im Nordseeraum liegen insbesondere in der Verfügbarkeit der Energierohstoffe (Erdöl, Erdgas, Windkraft, Wasserkraft) und in den Möglichkeiten der Speicherung. Aufgrund der geografischen Position im Energienetzwerk nimmt die Nordseeregion damit eine Schlüsselposition für Transportwege (Pipelines, Leitungstrassen), Kraftwerke und Speichermöglichkeiten ein.

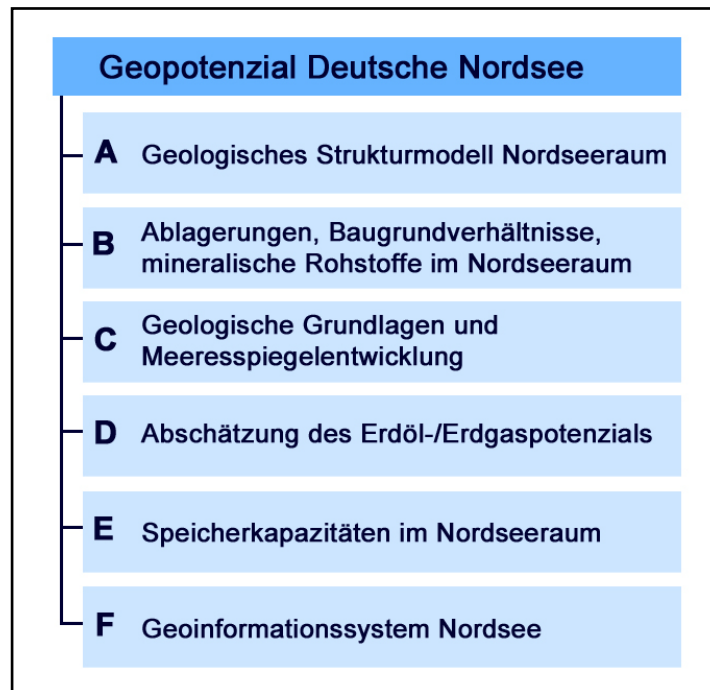
Die im vorliegenden Projekt gewonnenen und aufbereiteten Daten werden zusammengefasst in nutzerorientierten Produkten (geologische Modelle, geologische Karten) und auf einer Internetplattform einer großen Zahl von Akteuren aus Industrie, Wissenschaft und Forschung bereit gestellt. Damit besteht die Möglichkeit Untersuchungsergebnisse bedarfsgerecht zu nutzen.

Das Projekt GPDN enthält sechs Projektmodule, die parallel und aufeinander aufbauend Geodaten im Nordseeraum erarbeiten (Abbildung 1.1).

Eine Beschreibung der einzelnen Projektmodule ist in Reinhardt et al. [\[2010\]](#) zu finden.

Der vorliegende Zwischenbericht stellt die Ergebnisse der folgenden Teilprojekte für den Zeitraum von Projektbeginn bis 30. November 2010 dar:

- Modul C: Geologische Grundlagen und Meeresspiegelentwicklung,
- Modul D: Abschätzung des Erdöl-/Erdgaspotenzials,
- Modul E: Speicherkapazitäten im Nordseeraum.



**Abbildung 1.1:** Struktur des Projektes Geopotenzial Deutsche Nordsee (GPDN).

Die Bearbeitung der Aufgaben der Module C, D und E setzt eine enge Kooperation der Teilprojekte untereinander voraus. Die Synergien beruhen auf der gemeinsamen Nutzung der Datengrundlage (Bohrungsdaten und seismische Daten) sowie auf der Nutzung ähnlicher Interpretationsmethoden und Interpretationswerkzeuge. Somit basiert der Erfolg des Projektes auf dem Aufbau einer einheitlichen konsistenten Datengrundlage, einem modulübergreifenden System von Methoden und Konzepten, sowie in der Nutzung von abgestimmten Interpretationstechniken. Die im Folgenden beschriebenen Teilziele der einzelnen Module können somit effektiv bearbeitet werden.

Im Modul C wird die geologische Entwicklung der Nordsee im Känozoikum (Tertiär und Quartär) basierend auf einem umfangreichen Datensatz sequenzstratigrafisch untersucht. Daraus werden Rückschlüsse bezüglich des Zusammenspiels von Subsidenz, Sedimentzufuhr und relative Meeresspiegelschwankungen im Verlauf des Känozoikum abgeleitet. Die Kenntnisse zur Deltasedimentation erlauben es, Rückschlüsse bezüglich wechselnder Depozentren des Systems und großräumiger Veränderungen der Senkungsgebiete bzw. wechselnder Meeresspiegelstände zu ziehen.

Im Modul D wird eine regionale Kartierung der Nordsee, insbesondere des nordwestlichen Teils der deutschen Nordsee (Entenschnabel) vorgenommen. Auf der Basis von seismischen Daten und Bohrungsdaten erfolgt die Erstellung eines strukturgeologischen Modells für diese Region. Weiterhin konzentrieren sich die Arbeiten des Moduls D auf die organisch-geochemischen Untersuchungen an Tiefbohrungen, die Kartierung von möglichem Vorkommen von Flachgas (Shallow Gas) und die numerische Modellierung der Kohlenwasserstoffgenese.

Im Modul E steht die Analyse des Speicherpotenzials im Nordseeraum im Vordergrund. Hierzu zählen die Charakterisierung von Strukturen hinsichtlich der Fluidspeicherung, der Druckluftspeicherung und der dauerhaften Speicherung von CO<sub>2</sub>. Diese Untersuchungen setzen fundierte Kenntnisse zum Aufbau und zur Genese der Strukturen sowie bezüglich der Ablagerungsverhältnisse voraus. Weiterhin werden die Verbreitung und die Eigenschaften von Speicher- und Barrieregesteinen untersucht. Außerdem erfolgen zusätzliche Aussagen hinsichtlich der Faziesverteilung im Untergrund, mit Angaben zu Porositäten, Permeabilitäten und zur Lithologie. Es wird ein Störungs- und Salzstrukturmodell erstellt, in welches ein lithofazielles Modell eingefügt wird. Durch dieses kombinierte Modell, das den Strukturbau und die lithologischen Gegebenheiten darstellt, ist eine Bewertung speicherrelevanter Fragestellungen möglich.

Die Ergebnisse und Interpretationen der Module C, D und E fließen in die Arbeiten zum 3D-Strukturmodell für den deutschen Nordseeraum (Modul A) ein. Die Ergebnisse werden weiterhin ein Bestandteil des Geoinformationssystems Nordsee (Modul F) sein.

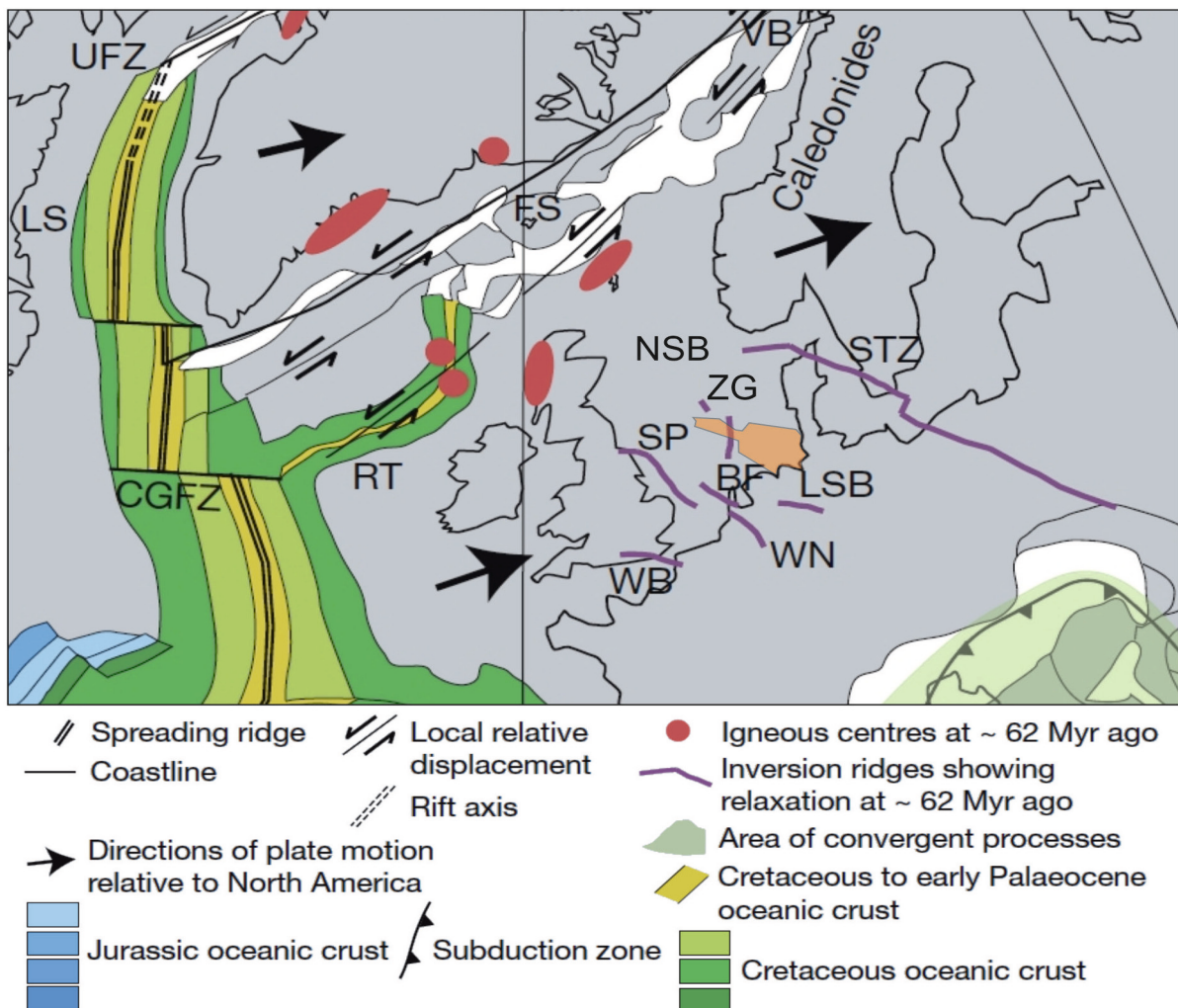
## 2 Geologische Einführung

### 2.1 Geologie der Nordsee

Im Permo-Karbon wurden im Nordseeraum zwei Ost-West gerichtete Beckensysteme angelegt, das nordpermische und das südpermische Becken: Getrennt werden diese beiden überregionalen Beckensysteme durch die Hochlagen des Ringköbing-Fünen-Hochs und des Mittel-Nordsee-Hochs. Das Nordseebecken wurde im Laufe seiner geologischen Entwicklung durch mehrere Dehnungsphasen und damit verbundener Subsidenz um mehrere Kilometer abgesenkt. Seit dem Perm wurden mehrere Kilometer mächtige Sedimente abgelagert, die in einigen Bereichen durch Hebungseignisse und folgender Erosion fast vollständig wieder abgetragen wurden. Diese Erosionsphasen werden durch tief einschneidende Diskordanzen verdeutlicht. Die Sedimentabfolgen sind von einer Vielzahl an Salzstrukturen durchsetzt, die stellenweise bis in die quartäre Schichtenfolge eingedrungen sind. Diese Diapirstrukturen bestehen hauptsächlich aus Salzen des Zechsteins mit Einschaltungen von Anhydriten und Karbonaten. Aber auch die Salinarabfolgen des Rotliegend und der Trias spielten bei der Halokinese und Halotektonik der Strukturen in der Nordsee eine Rolle. Während des Perm und in der Trias wurden das Ringköbing-Fünen-Hoch und das Mittel-Nordsee-Hoch von zwei ca. Nord-Süd streichenden Extensionsstrukturen durchschnitten, dem Horngraben [Best et al., 1983; Vejbaek, 1990] und dem Zentralgraben [Evans et al., 2003; Graversen, 2006]. Die beginnende Öffnung des Atlantiks im mittleren Jura bis in die frühe Kreide führte insbesondere im Zentralgraben und Viking-Graben zu verstärktem Rifting. Durch die damit verbundene Subsidenz ist die jurassische Schichtenfolge in diesen Gräben meist gut erhalten und im Vergleich zu den umgebenden Gebieten in der Mächtigkeit deutlich erhöht [Evans et al., 2003]. Subsidenz ist entlang der Gräben bis in die frühe Kreide zu beobachten, jedoch nicht mehr in dem Ausmaß wie während des Jura. Während die Basis der Unterkreide im nordwestlichen Zentraleuropäischen Becken regressiv ausgebildet ist, mit tief einschneidenden Diskordanzen, so ist die Basis der Oberkreide transgressiv. In der oberen Kreide kam es insbesondere im Bereich des Zentralgrabens und der niederländischen Grabensysteme in der südwestlichen Nordsee (Broad-Fourteens Basin, Sole Pit Basin) zur Inversion triassisch-jurassisch angelegter Grabenstrukturen. Auch die mesozoischen Grabenstrukturen entlang der Sorgenfrei-Tornquistzone, im Übergang zu Baltica, wurden während dieses Zeitraums kompressiv überprägt. Diese Intraplatten-Einengungsstrukturen sind auf Plattenbewegungen zwischen Europa, Iberia und die initiale Driftbewegung Afrikas auf Europa zurückzuführen [Kley und Voigt, 2008]. Eine weitere plattentektonische Rahmenbedingung für die kretazisch-känozoische Entwicklung des Nordseeraums war durch die fortschreitende Atlantiköffnung nach Norden gegeben, was zur endgültigen Öffnung (Abbildung 2.1) des Nordatlantiks im Paläogen führte [S B Nielsen et al., 2007]. Der Übergang von der Oberkreide ins Känozoikum ist eher fließend und ohne größere Diskordanzen ausgebildet.

Nach Ziegler [1990] und Nielsen et al. [1986] bildete die Nordseeregion im Känozoikum ein epikontinentales Becken, welches außer im Norden von Landmassen umgeben war. Im Verlauf des Paläogen und Neogen führten Dehnungsbewegungen zur erneuten Absenkung des Nordseeraums, insbesondere der Grabensysteme (Abbildung 2.2) [Walter, 2007]. Die Subsidenzraten der letzten

10 Millionen Jahre werden von Cameron et al. [1992] mit 0,35 m pro 1000 Jahre angegeben. Der nördlich angrenzende Skandinavische Schild unterlag hingegen im Känozoikum einer regionalen Hebung [u.a. Japsen, 1993; Michelsen und Nielsen, 1993]. Folglich kam es zu verstärkter Erosion in diesen Gebieten, aber auch zur Erosion großer Bereiche des nordpermischen Beckens, entlang der skandinavischen Nordseeküste, und damit verbunden zu einem intensiven Eintrag von Sedimenten in das Nordseebecken. Durch die anhaltende Subsidenz beträgt die maximale Mächtigkeit paläogener und neogener Sedimente in der nördlichen Nordsee mehr als 2000 m gefolgt von stellenweise bis zu 1000 m mächtigen quartären Ablagerungen [u.a. O B Nielsen et al., 1986]. Die Sedimentanlieferung erfolgte im südlichen Bereich der Nordsee seit dem Mittelmiozän durch ein aus Osten progradierendes Deltasystem [Cameron et al., 1993]. Das Baltische Flusssystem [Bijlsma, 1981] mit dem Eridanos-Delta [Kuhlmann, 2004; Overeem et al., 2001] war der Hauptlieferant der miozänen bis pleistozänen Sedimente in der Nordsee. Die weitere Entwicklung dieses Deltasystems wurde durch die Menap Kaltzeit unterbrochen [Bijlsma, 1981].



**Abbildung 2.1:** Plattentektonische Rekonstruktion vor 62 Ma (Paläogen) verändert nach Nielsen et al. [2007] : BF, Broad Fourteens Becken; ZG, Zentralgraben; CGFZ, Charlie-Gubbs Störungszone; FS, Faeroe-Shetland Trog; LS, Labrador See; LSB, Niedersachsen Becken; NSB, Nordsee Becken; RT, Rockkall Trog; SP, Sole Pit Hoch; STZ, Sorgenfrei Tornquist Zone; UFZ, Ungava Störungszone; VB, Vöring Becken; WB, Weald-Boulonnais Area; WN, West Netherlands Becken.



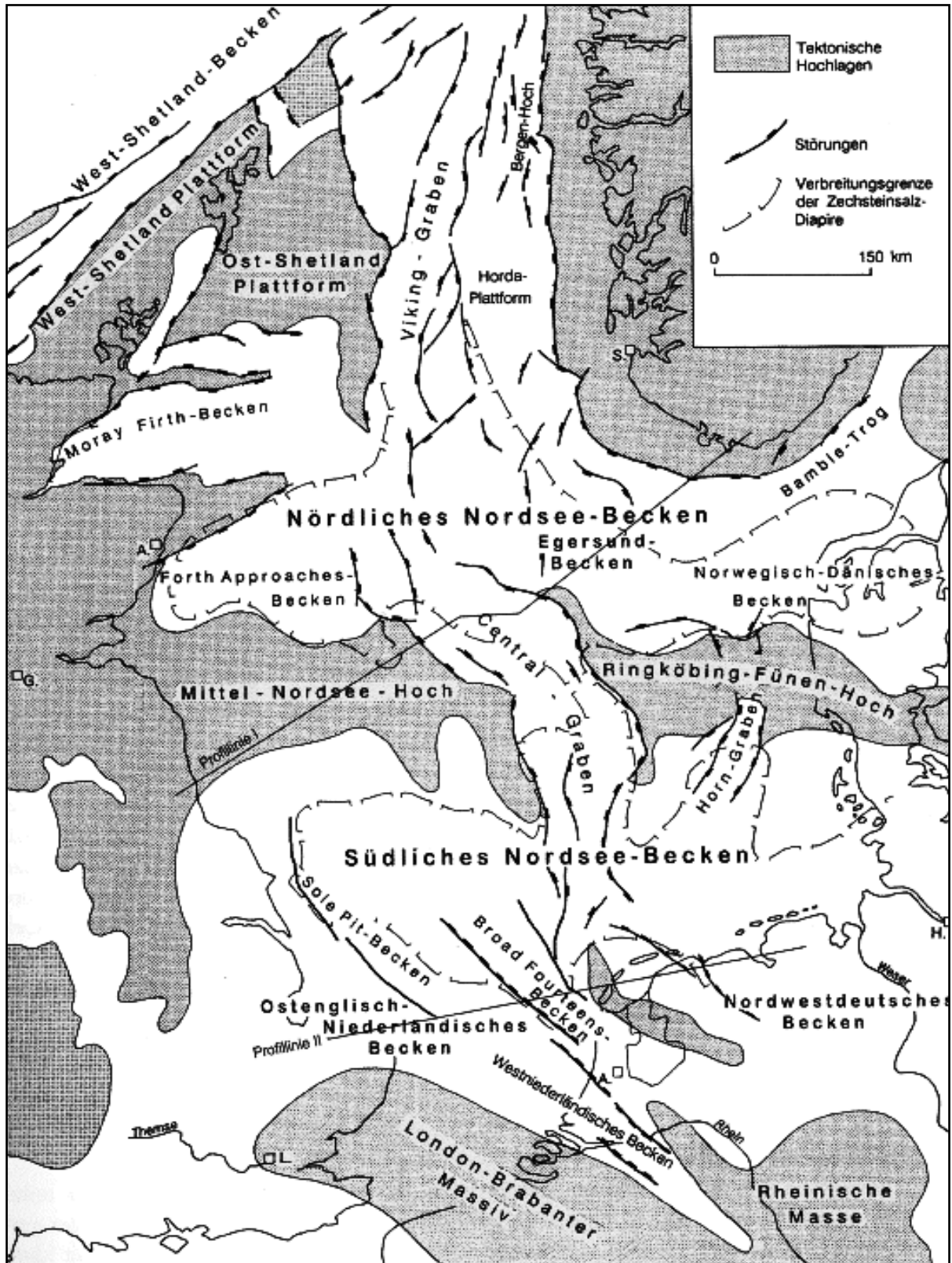


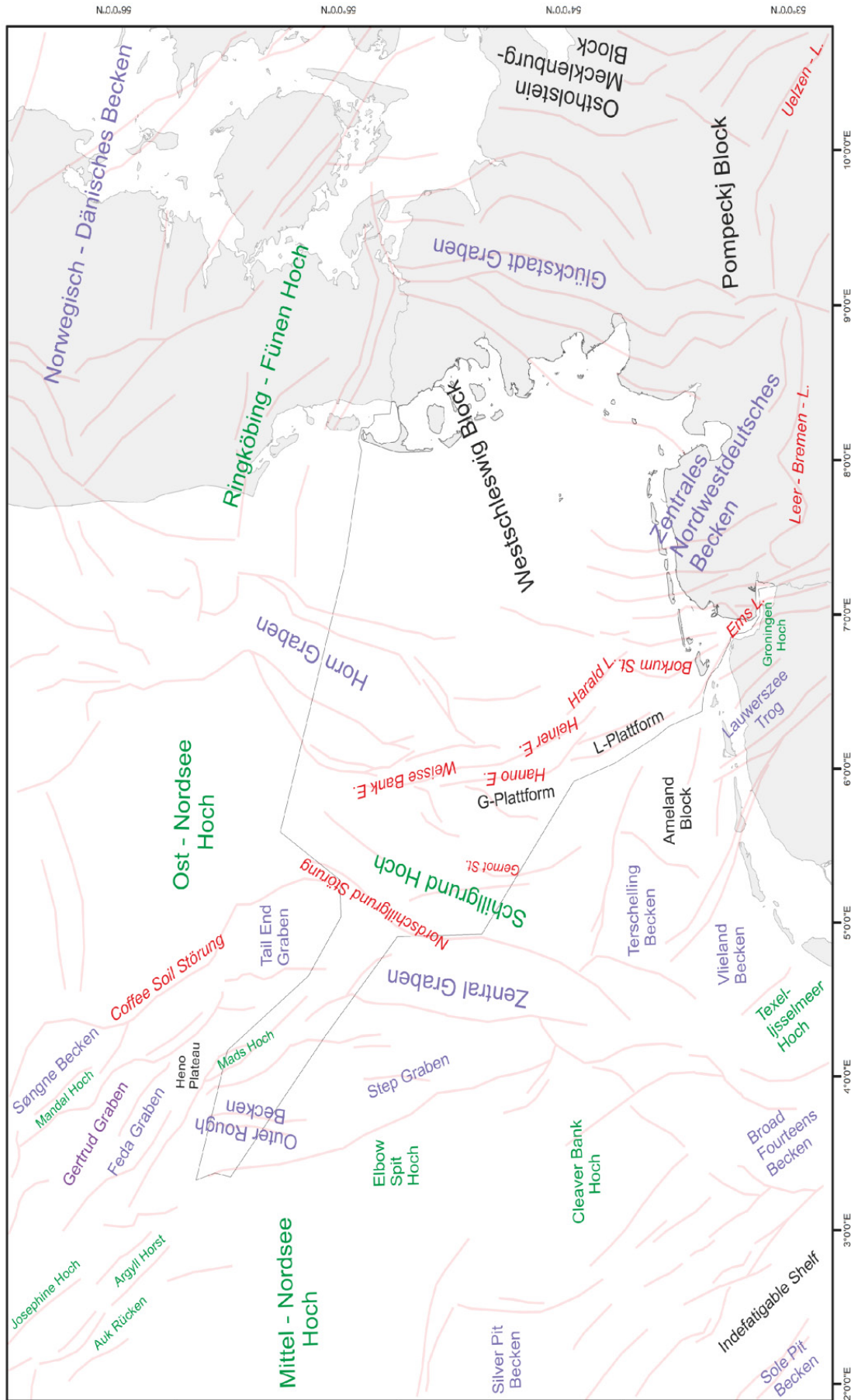
Abbildung 2.2: Strukturüberblick der gesamten Nordsee [Walter, 2007].

## 2.2 Geologischer Aufbau des deutschen Nordseesektors

Der deutsche Nordseesektor liegt im nordwestlichen Abschnitt des südpermischen Becken, welches umfassend im Southern Permian Basin Atlas [[Doornenbal und Stevenson, 2010](#)] beschrieben wird. Nach Norden im Grenzbereich zwischen dänischem und deutschem Sektor schließt ein Band von E bis ESE streichenden Sockelhochlagen an, die als Ringköbing-Fünen Hoch und Mittel-Nordsee Hoch beschrieben werden. Der Einfluss dieser Sockelstruktur bestimmt Faziesentwicklung und die Mächtigkeit der Beckensedimente seit dem Rotliegend bis ins mittlere Mesozoikum [[P. A. Ziegler, 1992](#)]. Insbesondere im nordwestlichen Bereich des Entenschnabels, in näherer Umgebung zum Mittel Nordsee Hoch, sollte sich diese Sockelhochlage durch randfazielle Ausbildungen des Zechsteins widerspiegeln. Dieser Sachverhalt wird im Abschnitt 5.4 detaillierter beschrieben. Nördlich dieser langlebigen Hochlage erfolgt der Übergang in das nördliche Permbecken, welches eine ähnliche Entwicklungsgeschichte und ein in vielen Bereichen vergleichbares strukturelles Inventar wie das südliche Permbecken aufweist [[Evans et al., 2003](#)]. Die stratigrafische Abfolge ist über große Abschnitte des Mesozoikums vergleichbar, wobei die lithologische und fazielle Ausprägung auch deutlich unterschiedlich sein kann. Zusammenfassend kann der deutsche Nordseesektor geologisch in Grabenstrukturen, Grabensysteme und dazwischenliegende Hochlagen und Plattformgebiete unterteilt werden. Abbildung 2.3 zeigt und benennt die wesentlichen Großstrukturen im deutschen Nordseesektor und die angrenzender Bereiche. Zum zentralen deutschen Nordseesektor sind diese Großstrukturen übersichtlich in einer Vielzahl an Profilen und thematischen Karten im Geotektonischen Atlas von Nordwestdeutschland [[Baldschuhn et al., 1996](#)] dargestellt. Folgend werden die Großstrukturen in ihrer primären Struktur kurz beschrieben. Diese strukturellen Betrachtungen sind von Kartenwerken abgeleitet [[Baldschuhn et al., 2001](#); [Doornenbal und Stevenson, 2010](#)] und basieren ebenfalls auf ersten grobmaßstäblichen Analysen seismischer Daten.

### 2.2.1 Grabenstrukturen

Entlang der zuvor beschriebenen Grabenstrukturen, Zentralgraben und Horngraben, ist der Großteil der Deformation in Deck- und Grundgebirge gebunden (Abbildung 2.3). Im Bereich der Gräben, insbesondere im Horngraben und im östlich vom Westschleswig-Block anschließenden Glückstadt Graben ist die Trias-Mächtigkeit teils stark erhöht (Abbildung 2.3, 2.4) Nur im Bereich der Gräben sind Sedimente des Jura erhalten, wobei der Zentralgraben das vollständigste Juraprofil aufweist. Der deutsche Abschnitt des Zentralgrabens bildet eine relative Hochlage zum niederländischen und dänischen Sektor. Die Hochlagenposition zeigt sich vor allem durch verminderte Mächtigkeiten des Jura. Die unterschiedliche mesozoische Entwicklung einzelner Abschnitte des Zentralgrabens hatte vermutlich auch deutliche Unterschiede bei der Petrogenese von Kohlenwasserstoffen zur Folge. Dies wird im weiteren Projektverlauf durch Arbeiten im Modul D genauer untersucht. Nach Nordwesten erfolgt ein stufiger Übergang vom Zentralgraben, entlang der Strukturen des „Step Grabens“, des „Outer Rough Beckens“ und des „Elbow Spit Hoch“, zum Mittel Nordsee Hoch, im nordwestlichsten Abschnitt des Entenschnabels (Abbildung 2.3). Invertierte Strukturen sind im deutschen Nordseesektor ausschließlich entlang des Zentralgrabens im Entenschnabel ausgebildet.



**Abbildung 2.3:** Strukturüberblick deutscher Nordseesektor und angrenzender Gebiete (St. = Störung, L. = Lineament; E. = Escarpment). Flieder = Becken/Gräben, rot = Störungen/Lineamente, grün = Hochlagen/Horste, schwarz = ergänzende Regionalnamen

Der Horngraben ist das prägende Strukturelement für den zentralen Teil des deutschen Sektors. Die größten Sprunghöhen und seine größte Ausdehnung zeigt der Horngraben in Grenznähe zum dänischen Nordseesektor. Nach Süden verjüngt sich dieser Halbgraben und geht in ein komplexes System aus kleineren Gräben, Störungen und Salzlineamenten über, die im Bereich der Emsmündung in das nordwestdeutsche Becken übergehen. Dabei ändert sich stetig die Streichrichtung der Strukturen nach Süden von einem Nord Nord Ost – Süd Süd West Streichen in ein Nord Nord West – Süd Süd Ost Streichen.

### 2.2.1.1 Entwicklung und Struktur des Zentralgrabens

Das tektonische Hauptelement der Nordsee ist ein über 1000 km langes und stark gegliedertes Riftsystem, mit dem Zentralgraben als südlichem und dem Viking-Graben als nördlichem Arm des Riftkomplexes. Das Moray Firth-Becken und das Forth Approaches Becken im nordöstlichen offshore Bereich von Großbritannien bilden zusätzlich die westlichen Ausläufer dieses Systems (Abbildung 2.2). Die Entwicklung dieses Grabensystems begann bereits im Stefan und setzte sich mit unterschiedlicher Intensität bis in die Unterkreide fort [Walter, 2007]. Den südlichen und mittleren Teil dieses Grabensystem bildet der Zentralgraben, der für große Teile des Entenschnabels strukturprägend ist. Die Bildung des Zentralgrabens begann vermutlich schon im Perm [Evans et al., 2003]. Erste deutliche Anzeichen einer Grabenbildung zeigen sich im deutschen Teil des Entenschnabels in der Trias. Der Zentralgraben ist ein 70-130 km breites Grabensystem mit einer Länge von ca. 550 km.

Nach Süden verändert sich, südlich des Mittelnordsee-Ringköbing-Fünen-Hochs, das Streichen des Grabens von Nordwest-Südost in ein nahezu Nord-Süd gerichtetes Streichen im niederländischen Offshore Bereich (Abbildung 2.3).

Der Zentralgraben ist, wie auch der Horngraben ein Halbgraben (Abbildung 2.4). Er zeigt jedoch im Gegensatz dazu ein westwärts gerichtetes Einfallen seiner Hauptabschiebungen. Eine intensive Halokinese der Zechsteinsalze hat die eigentliche Grabentektonik stark überprägt. Die Salzbewegungen begannen vermutlich bereits in der Trias. In einigen Bereichen des Grabens, insbesondere im dänischen und niederländischen offshore Sektor, liegt die Zechsteinbasis über 10.000 m tief [Doornenbal und Stevenson, 2010].

Eine stärkere Extension des Zentralgrabens erfolgte im mittleren Jura bis in die untere Kreide, worauf signifikante Mächtigkeitsschwankungen hinweisen. Damit verbunden war auch eine für den Strukturbau der Grabenfüllung grundlegende Halotektonik (Abbildung 2.4).

Mit der Dehnung des Zentralgrabens war auch eine Hebung der Grabenschultern und angrenzender Gebiete verbunden. Graverson [2006] deutet auf die Zusammenhänge von Hebung und Senkung entlang des Zentralgrabens mit der Genese des zentralen Nordsee-Rift-Doms hin. Im Gegensatz zum Horngraben wurde der südliche Zentralgraben in der Oberkreide invertiert [Vejbaek und Andersen, 2002; Vejbaek et al., 2007]. Zeichen dieser Inversion sind insbesondere entlang der östlichen Randstörungen (Nordschillgrund Störung, Coffee Soil fault) ausgebildet (Abbildung 2.4). Aber auch kleinere, jurassische Grabenstrukturen innerhalb des Zentralgrabens und Bereiche entlang seiner westlichen Begrenzung zeigen Anzeichen einer spätkreatzischen Inversion. Durch syntektonische Sedimentation im Vorland der überschiebenden Grabenfüllung ist insbesondere auf der östlichen

Grabenflanke, vom dänischen bis in den niederländischen Sektor die Oberkreidemächtigkeit deutlich erhöht. Der Übergang von der Oberkreide bis in das frühe Känozoikum erfolgt im Bereich des deutschen Abschnitts des Zentralgraben ohne größere Diskordanzen (Abbildung 2.4). Bohrdaten bestätigen diese seismische Interpretation und zeigen teils 200 m mächtige Kalksteine des Dan. Im Bereich einiger Salzstrukturen sind größere Mächtigkeitsschwankungen im Känozoikum ausgebildet. Häufig erreicht die sedimentäre Grabenfüllung eine Mächtigkeit von ca. 8 km [P. A. Ziegler, 1990]. Dabei kann die Mächtigkeit der känozoischen Sedimente bis zu 3 km betragen.

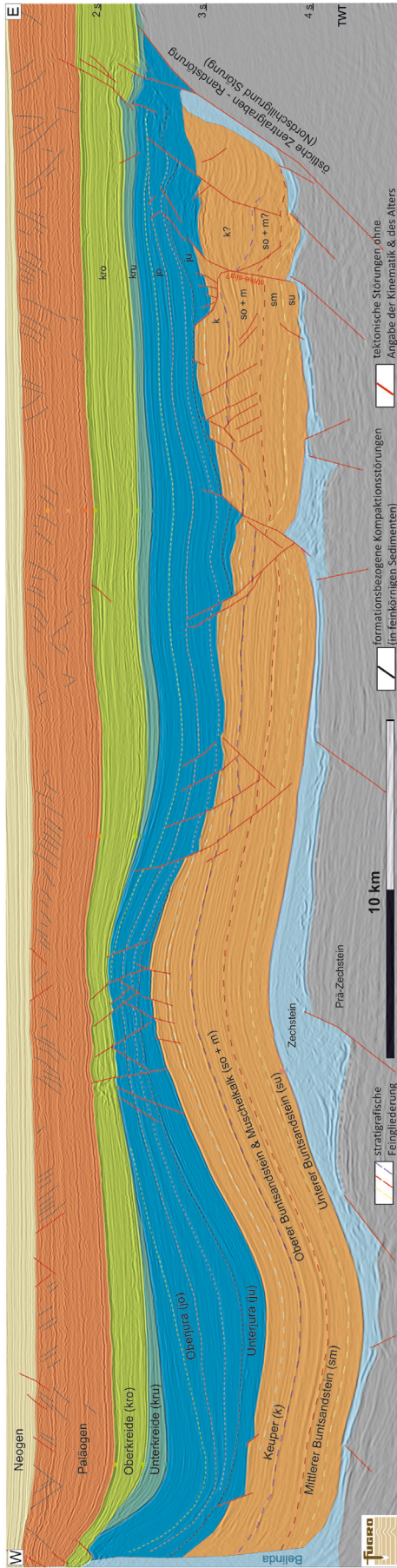
### 2.2.1.2 Entwicklung und Struktur des Horngrabens

Zwischen dem Zentralgraben und der dänischen Küste wird das Ringköbing-Fünen-Hoch von einer zweiten Grabenstruktur, dem Horngraben, durchbrochen. Dieser besitzt ein ähnliches Streichen wie der Zentralgraben, zeigt jedoch eine geringere Nord-Süd Erstreckung. Auch dieser Graben ändert nördlich des Ringköbing-Fünen-Hochs seine Streichrichtung nach Nordwest-Südost bis Nord Nord West-Süd Süd Ost. Nach Best et al. [1983] gibt es Hinweise für eine Mächtigkeitszunahme der Oberrotliegend-Salzsequenz im Bereich des Horngrabens auf deutschem Hoheitsgebiet. Dies lässt auf eine permische Beckenentwicklung in diesem Bereich schließen. Eine permische Vorzeichnung wird ebenfalls für den östlich anschließenden Glückstadt-Graben vermutet [Best et al., 1983]. Untersuchungen an Rotliegend-Basalten im Bereich der Grabenschultern lassen Rifting im Perm entlang des Horngrabens vermuten [Best et al., 1983], wobei diese strukturelle Vorzeichnung wahrscheinlich nicht dem heutigen Strukturbild entspricht. Wie beim Zentralgraben ist die eigentliche Grabentektonik stark durch halokinetische Bewegungen überprägt, wobei Rotliegendesalze vermutlich auch einen Einfluss hatten (Abbildung 2.4). Der Horngraben bestand im oberen Perm und vermutlich der frühen Trias aus zwei getrennten unterschiedlich streichenden Segmenten, eins nördlich des Ringköbing-Fünen-Hochs und eins südlich davon, die sich erst im weiteren Verlauf zu der jetzigen Halbgraben-Struktur entwickelten [Best et al., 1983; Vejbæk, 1990]. Im Gegensatz zum Zentralgraben besitzt der Horngraben seine Hauptabschiebungen an der westlichen Grabenflanke (Abbildung 2.4). Die Hauptsenkungsphase des Grabens erfolgte im unteren bis mittleren Buntsandstein im Zusammenhang mit gesteigerter Aktivität entlang von Störungssystemen im westlichen Horngraben [Best et al., 1983]. In der späten Trias belegen mächtige Keuperabfolgen eine weitere Subsidenzphase. Dies ist insbesondere mit der fortschreitenden Genese von Salzstrukturen und der damit verbundenen Salzabwanderung aus den Randsenken zu begründen. Diese Salzstrukturen stehen wahrscheinlich in engem Zusammenhang mit größeren Abschiebungssystemen im Prä-Zechstein Grundgebirge. Entlang der westlichen Flanke des Grabens sind durch Extension und Rotation des Suprasalzes Strukturen entstanden (Abbildung 2.4), die Strukturen der Raft-Tektonik [Thieme und Rockenbauch, 2001] ähneln. Eine Abnahme der halokinetischen Bewegungen ist im Jura zu vermuten [Best et al., 1983]. Nach der Heraushebung und folgenden Erosion im Mittel- und Oberjura (Oxford) wurden die Strukturen des Horngrabens diskordant von Unterkreide-Sedimenten abgedeckt [Best et al., 1983]. So liegen insbesondere im Bereich der westlichen Grabenflanke Sedimente des Berrias diskordant auf der unteren Trias. Eine Abnahme der Subsidenz des Horngrabens ist in der Oberkreide

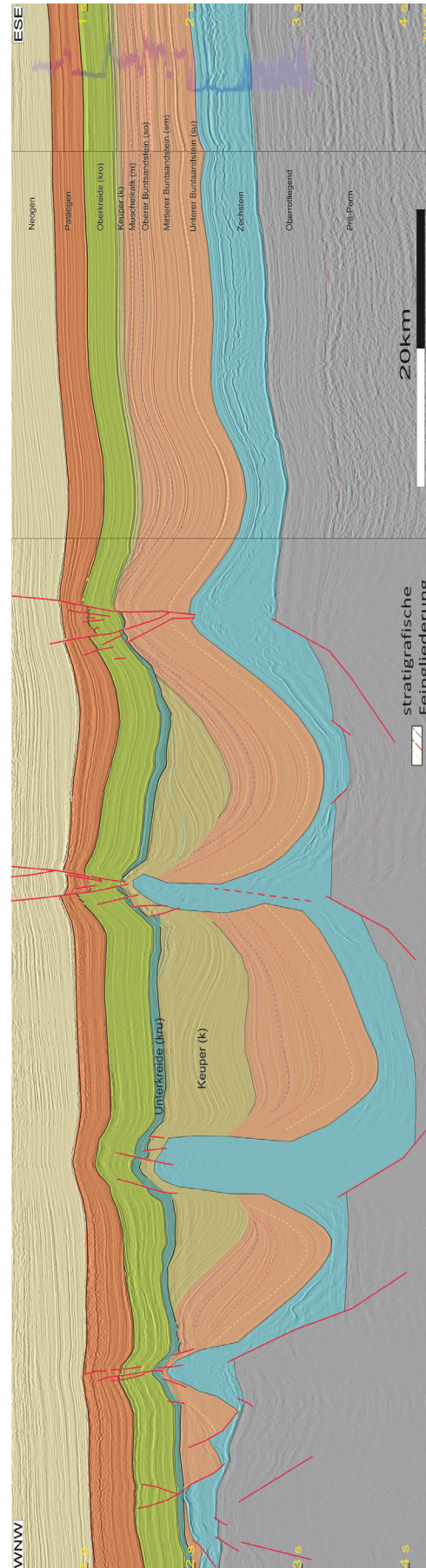
durch gleiche Mächtigkeiten, sowohl auf den Flanken als auch im Graben, belegt. Eine Fortsetzung der Diapirgenese und damit verbundener Hebungsprozesse wird im Laufe des Paläogen beschrieben [Best et al., 1983]. Damit verbunden ist die Entwicklung von Scheitelgrabenstrukturen entlang einiger Salzmauern im Paläogen. Die Erosion von marinen Sedimenten des Dan und oberen Paläozän wird durch eine Transgression im Eozän abgeschlossen. Ab dem späten Miozän sind keine größeren Diapirbewegungen zu beobachten [Best et al., 1983]. Auf Basis von Tiefenkarten [Baldschuhn et al., 2001] ist das Subsidenzzentrum des Horngrabens nur wenige Kilometer südlich der deutsch-dänischen Grenze zu vermuten.

### 2.2.2 Hochlagen und Plattformgebiete

Mit Sockelhochlagen oder Plattformgebieten sind weniger stark gestörte Bereiche mit Grundgebirgshochlagen zwischen den größeren Grabenstrukturen gemeint. Das Schillgrund-Hoch (Abbildung 2.3) zwischen Horngraben und Zentralgraben ist dabei mit Top-Prä-Zechstein Tiefen von weniger als 3000 m am stärksten herausgehoben. Die Unterkreidediskordanz schnitt dort teils stark in das Prä-Zechstein Grundgebirge ein, sodass in einigen Bereichen die Unterkreide diskordant auf dem Karbon aufliegt. Nach Westen ist das Schillgrund-Hoch durch die Nordschillgrund-Störung (Coffee soil fault) scharf zum Zentralgraben begrenzt. In diesem Bereich werden auch die höchsten Oberkreidemächtigkeiten erreicht. Nach Osten erfolgt ein allmählicher Übergang über die G-Plattform (Abbildung 2.5) zum Horngraben. Die G-Plattform und die südlich anschließende L-Plattform zeigen eine Top-Sockel Tiefe von ca. 4000 m bis 3000 m. Unter anderem durch die geringere Heraushebung dieser Gebiete schneidet die Unterkreidediskordanz dort meist nur auf das Niveau des Buntsandstein. Auf der G-Plattform ist in Profilen meist eine starke Zerblockung der Trias dargestellt, insbesondere entlang der westlichen Flanke des Horngrabens. Die L-Plattform hingegen besitzt nur kleinere Störungen im Grundgebirge und das Deckgebirge ist ebenfalls kaum gestört. Die ausgedehnteste Plattform, der Westschleswig-Block, befindet sich zwischen Horngraben und Glückstadtgraben, im östlichen deutschen Nordseesektor (Abbildung 2.3, 2.5). Dort liegt das Prä-Zechstein meist unterhalb 4000 m. Der Westschleswig-Block zeigt eine meist ungestörte Abfolge vom Rotliegend bis in den unteren Keuper. Auffallend ist die hohe Mächtigkeit der Zechstein Abfolge. Seismische Profile dieser Region lassen eine annähernd primäre Ausbildung des Zechstein vermuten.



Interpretation des Zentralgrabens im südöstlichen Entenschnabel



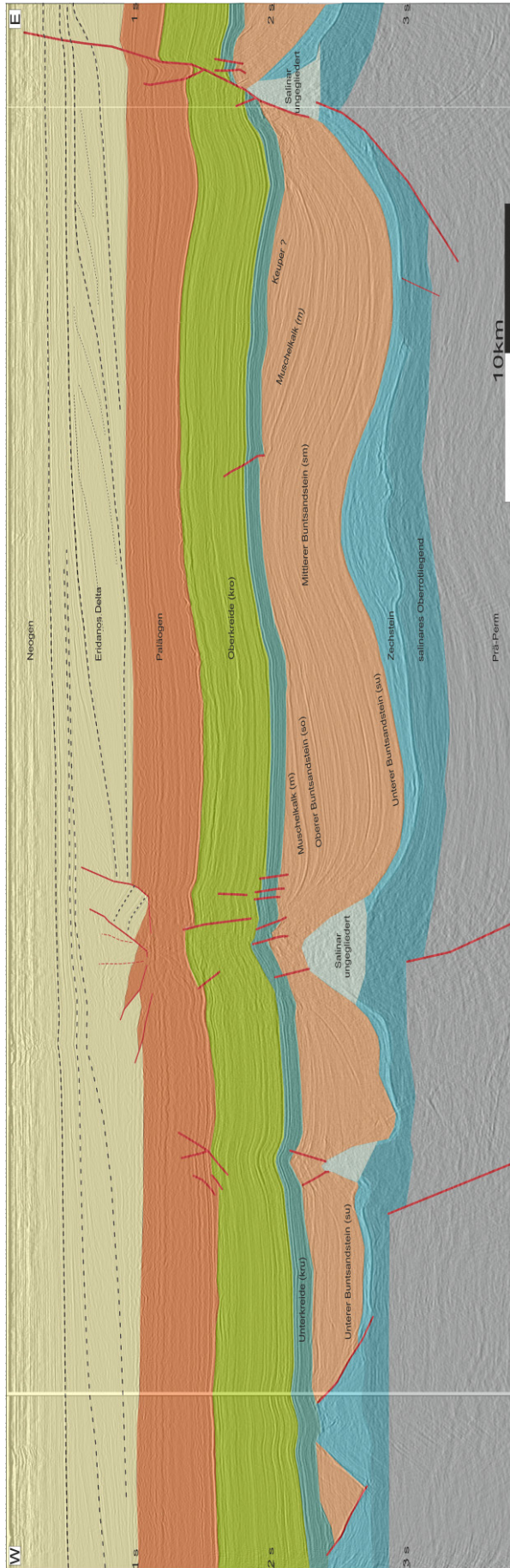
Interpretation des Horngrabens

Abbildung 2.4: Interpretation der Strukturelemente des Zentralgrabens und des Horngrabens auf Basis reflexionsseismischer Profile (auf der vertikalen Achse sind doppelte Laufzeiten dargestellt, two way travel time TWT).

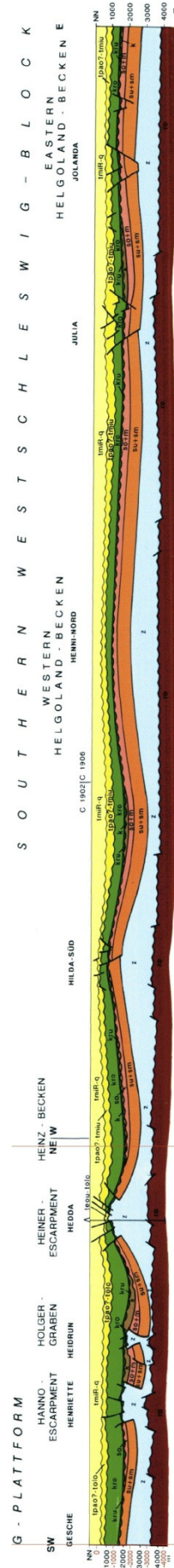
### 2.2.3 Salzstrukturen im deutschen Nordseesektor

Das strukturbildende Salinar ist im deutschen Nordseesektor, wie auch im Großteil des Zentraleuropäischen Beckens das Zechstein-Salinar. Im G-Block, in einigen Bereichen des zentralen Nordwestdeutschen Beckens und im Glückstadt-Graben hatten jedoch auch ältere Salinare des Rotliegend einen Einfluss auf die Strukturbildung (Abbildung 2.6). Der Großteil der Diapirstrukturen entwickelte sich im Bereich der Grabenstrukturen. Die teils stark elliptische Ausbildung der Salzstrukturen (Abbildung 4.37) und deren ähnliche Orientierung zu vorherrschenden Störungssystemen lässt einen Zusammenhang von Salzstrukturgeneese und Grabenbildung/Störungsbildung vermuten. Auf dem Westschleswig-Block, kam es hingegen nur zur Entwicklung von Salzkissen, die zudem keinen direkten Zusammenhang zu den Störungen im Grundgebirge aufweisen. Auf den anderen Plattformgebieten (L und G) bildeten sich sowohl Salzkissen als auch kleinere Diapirstrukturen, die jedoch nicht in eindeutigem Bezug zu größeren Störungen gestellt werden können. Ob es zur Bildung von Salzstrukturen im Bereich des Schillgrund-Hochs kam ist aufgrund der tief einschneidenden Erosion während der Unterkreide nicht sicher bestimmbar. Anhand erster Analysen von Randsenken und vorangegangener Arbeiten [[Best et al., 1983](#); [Kockel, 1995](#)] zeigt sich, dass die Salzstrukturen im Horngraben ihr Wachstumsmaximum im Keuper hatten und im Zentralgraben ein gesteigertes Wachstum im oberen Jura zu vermuten ist. Im zentralen Nordwestdeutschen Becken und im Glückstadt Graben ist auch eine fortschreitende spätkretazische bis tertiäre Entwicklung der Salzstrukturen zu beobachten [[Baldschuhn et al., 2001](#); [Kockel, 1995](#)]. Aus der Abnahme der Primärmächtigkeiten und durch fazielle Wechsel des Zechsteins resultiert eine Abnahme der Halotektonik und Halokinese westlich des Zentralgrabens. Dies wird mit der Kartierung des Entenschnabels noch im Detail untersucht.





**Abbildung 2.6:** Profiliinterpretation im G-Block des deutschen Nordseesektors: Zu sehen ist die Mobilisierung von Zechsteinsalzen, aber auch von Rotliegendesalinarabfolgen (Doppelsalinarbildungen). Im Neogen sind in diesem Bereich die Schüttungskörper des Eridanos Delta sehr deutlich ausgebildet.

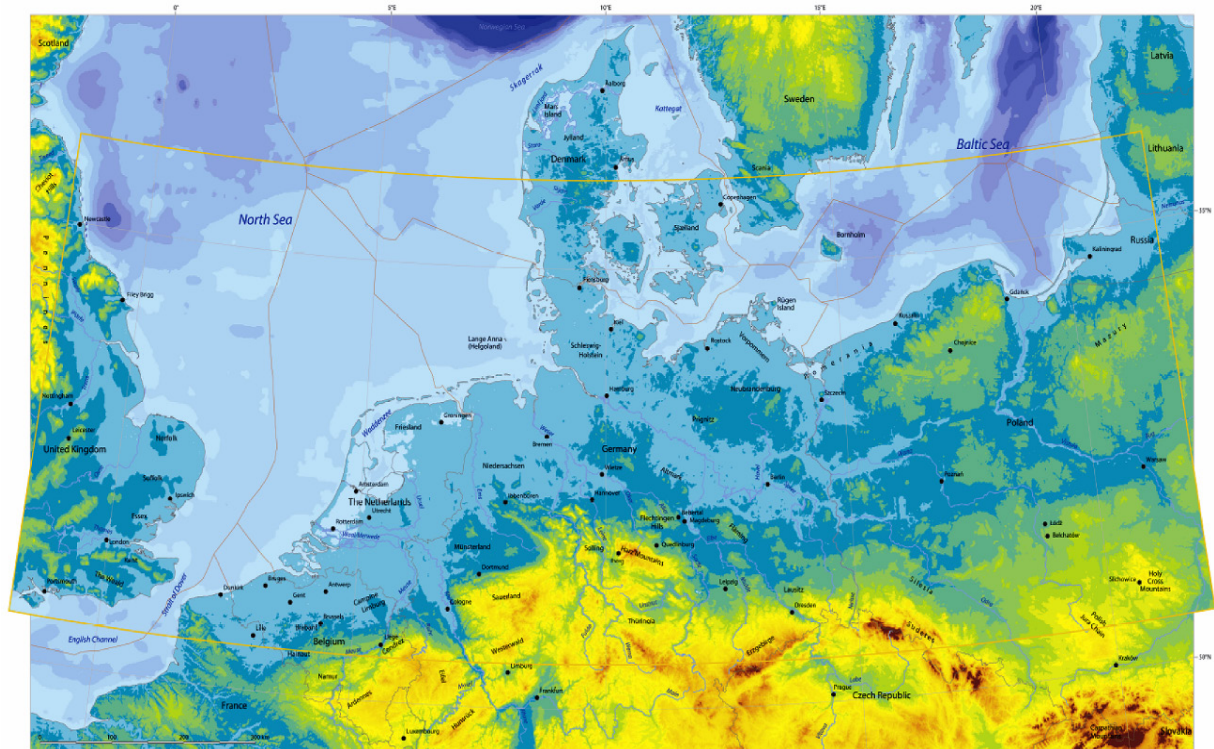


**Abbildung 2.5:** Profilschnitt N7 aus dem geotektonischen Atlas Nordwestdeutschland [Baldschuhn et al., 1996] durch den südlichen Bereich des zentralen deutschen Nordseesektors. Zu sehen ist der Strukturbau auf der G-Plattform und auf dem Westschleswig Block.

## 3 Datengrundlagen

### 3.1 Literatur, Kartenwerke

#### 3.1.1 Southern Permian Basin Atlas (SPBA)



**Abbildung 3.1:** Topografie und Bathymetrie Nordeuropas. Gelb umrandet ist das Arbeitsgebiet des SPBA [*Doornenbal und Stevenson, 2010*].

Der Southern Permian Basin Atlas (SPBA) geht auf eine gemeinsame Initiative der Erdöl-/Erdgas-Industrie und der geologischen Dienste von Belgien, Großbritannien, Polen, der Niederlande, Dänemark und Deutschland zurück. In dem SPBA-Projekt erfolgte zwischen den genannten Anrainerstaaten eine Abstimmung der stratigrafischen Einheiten. Der Atlas deckt den Großteil des Südlichen Permbeckens ab, welches sich weit über die Grenzen Deutschlands hinaus erstreckt (Abbildung 3.1). Die Ausdehnung des SPBA-Arbeitsgebietes in Nord-Süd-Richtung reicht von Dänemark bis zu den Mittelgebirgen Deutschlands. Der Atlas umfasst somit den gesamten Norddeutschen Raum und erweitert den Geotektonischen Atlas. Das Ziel des Atlases ist es einen systematischen Überblick über die KW-Exploration und Forschungsergebnisse der letzten 150 Jahren im Gebiet des südlichen Permbeckens darzulegen und ein Produkt daraus zu erstellen, das Informationen über den Untergrund allgemein zugänglich macht. Der Atlas ist ein An Schub für die Exploration neuer Kohlenwasserstoff-Lagerstätten und soll darüber hinaus für öffentliche Dienste, Universitäten und Forschungseinrichtungen verwendbar sein. Der Atlas beinhaltet Kartenwerke und Angaben zur geologischen Entwicklung, Paläogeografie und tektonischen Entwicklung für die wichtigsten stratigrafischen Einheiten vom Präkambrium (Neoproterozoikum) bis zum Holozän. Es werden aber auch andere Nutzungsaspekte des tiefen Untergrundes berücksichtigt, wie die geothermische Energiegewinnung.

### 3.1.2 Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor

Der Geotektonische Atlas von Nordwest-Deutschland (GTA) im Maßstab 1:300.000 wurde 1996 publiziert und anschließend in elektronischer Form (2001) aufbereitet. Er liefert für die stratigrafischen Einheiten des Norddeutschen Beckens flächendeckend Strukturinformationen, wie Verbreitung und Tiefenlage bestimmter Formationen. Diese Informationen stellen eine wichtige Grundlage für die Untersuchung des tieferen Untergrundes im Hinblick auf die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten dar. Die Datenbasis stammt aus geologischen und geophysikalischen Daten, wie Tiefbohrungen und Reflexionsseismik. Diese Daten wurden zu einem großen Teil von den im Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) zusammengeschlossenen Firmen zur Verfügung gestellt. Zusätzlich wurden Spezial- und Übersichtskartierungen der staatlichen geologischen Dienste von Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein und Hamburg verwendet. Grundlage zur Ermittlung der Tiefenlage der Basis der bearbeiteten lithostratigrafischen Einheiten bildet ein einheitliches seismisches Geschwindigkeitskonzept für das gesamte Untersuchungsgebiet das auf ca. 1.200 Bohrungen mit seismischen Geschwindigkeitsinformationen beruht. Die Konstruktion der Tiefenpläne erfolgte im Maßstab 1:25.000. Diese wurden auf den Maßstab 1:100.000 (C-Blattschnitt) verkleinert und an die Bohrpunkte angeglichen. Der Verlauf der Isobathen wurde mit der darüber und darunter liegenden Schicht unter Berücksichtigung der Mächtigkeitsvariationen abgestimmt, dennoch sind Überschneidungen nicht auszuschließen. In den Karten im Maßstab 1:100.000 sind die wichtigsten Bohrpunkte mit Tiefenlage der Basisfläche und ihrem stratigrafischen Alter dargestellt. In der veröffentlichten Darstellung des Geotektonischen Atlas von Nordwestdeutschland im Maßstab 1:300.000 wurden die Angaben zu Informationen aus Bohrungen weggelassen. Die Karten 1:100.000 liegen, zusammen mit geologischen Schnitten und ausführlichem Text, als unveröffentlichte Berichte im Archiv des Geozentrums Hannover vor. Die im Nordwesten anschließenden Gebiete des deutschen Nordsee-Sektors sind in gleicher Weise publiziert.

Der digitale Geotektonische Atlas von Nordwest-Deutschland und der deutschen Nordsee liegt in drei verschiedenen Versionen vor.

#### CD-Version

Struktur- und Tiefenpläne, Profilschnitte sowie zahlreiche beschreibende Texte und Tabellen des Geotektonischen Atlas Nordwest-Deutschland sind auf CD-ROM verfügbar. Über 500 Bildobjekte, ca. 1000 beschreibende Texte und eine Literaturdatenbank mit 4000 Zitaten wurden auf 3 CDs thematisch geordnet abgelegt. Karten kann man in frei wählbaren Maßstäben betrachten und ausschnittsweise ausdrucken. Zwischen Profilschnitten und Karte kann in der Ansicht gewechselt werden. Die Daten liegen als Pixel-Grafik- und als Text-Dateien vor.

#### Vektor-Daten-Version

Die Inhalte der Struktur- und Tiefenpläne der 14 Horizonte liegen zusätzlich als Vektor-Daten (ARC/INFO-Format und ISPOO3-Format (Sattlegger)) vor. Isolinien, Verwerfungslinien, Strukturachsen, Salzstockränder, Ausbisse, Verbreitungsgebiete etc. stehen zur Weiterverarbeitung zur Verfügung.

### Gitter-Daten-Version

Als Auswertungsprodukt aus den Vektor-Daten liegen die Tiefen von 14 Horizonten als rechtwinklige Gitter vor (Gitterkonstante 150 m).

Zusätzlich sind weitere Dateien beigefügt worden, u.a.:

- detaillierte Strukturbeschreibungen nach einheitlichem Muster
- Paläogeografische Übersichten bzw. Mächtigkeitsdarstellungen verschiedener Horizonte in unterschiedlichen Maßstäben;
- Strukturentwicklungskarten für verschiedene Epochen;
- Lithostratigrafische Tabellen;
- eine Literaturdatenbank

### 3.1.3 Weitere Übersichtswerke und Datengrundlagen

Der nördliche und zentrale Teil der Nordsee wurde im Rahmen des Millennium Atlas [[Evans et al., 2003](#)] intensiv bewertet und eine Vielzahl unterschiedlicher Industriedaten (Seismik, weitere geophysikalische Daten, Bohrdaten, geochemische und petrologische Analysen) wurden zu einem umfassenden Kartenwerk kompiliert. Das Arbeitsgebiet wird nur im Nordwesten (Entenschnabel) vom Millennium Atlas betrachtet. Dabei werden geologische Formationen vom Devon bis ins Känozoikum im Detail dargestellt mit Karten über deren Faziesverbreitung, deren strukturellen Aufbau, sowie der Tiefenlage und der Mächtigkeit dieser Formationen. Zudem wird die geologische Entwicklung des Nordseeraums durch mehrere paläogeografische und plattentektonische Abbildungen und deren Erläuterung anschaulich dargestellt. Diese Grundlagen bilden einen wesentlichen Baustein zum Verständnis komplexer geothermaler und petroleumgeologischer Systeme, die ebenfalls in diesem Kartenwerk übersichtlich besprochen werden. Der Millennium Atlas gibt somit Einblicke in den größeren geologischen Rahmen des Arbeitsgebietes.

Einen grobmaßstäblichen Überblick über die paläogeografische Entwicklung des Arbeitsgebietes gibt ebenfalls der „Geological Atlas of Western and Central Europe“ [[P. A. Ziegler, 1990](#)]. Die einzelnen Karten zeigen die Paläogeografie und ergänzende Themen von West- und Zentraleuropa. Die Karten dieses Atlas wurden georeferenziert und sind in der GIS-Datenbank (3.4.1) verfügbar. Ein weiteres Standardwerk welches den Fokus auf die Geologie der Nordsee hat ist „Petroleum Geology of the North Sea, basic concepts and recent advances (fourth edition)“ [[Glennie, 1998](#)]. Im Gegensatz zum Millennium Atlas werden auch Bereiche der südlichen und südöstlichen Nordsee näher betrachtet.

#### 3.1.3.1 Datengrundlage deutscher Nordseesektor

Im Verhältnis zum niederländischen oder dänischen Nordseesektor existieren für den deutschen Nordseesektor relativ wenig Daten und Literatur. Die Ergebnisse des Geotektonischen Atlas Nordwest-Deutschlands für den Bereich des deutschen Nordseesektors sind in „Structural and palaeogeographical development of the German North sea sector“ [[Kockel, 1995](#)] genauer nachzulesen. Insbesondere die stichpunktartigen Zusammenfassungen zu einzelnen Strukturen und Störungen, erleichtern Interpretationen und Auswertungen in diesem Bereich.

Weitere Hilfestellung bietet der BGR-Bericht zum „Gaspotential der deutschen Nordsee“ [[Kockel et al., 1992](#)], insbesondere der Teilbericht „Die regionale Verteilung

der seismischen Anfangsgeschwindigkeiten in der Deutschen Nordsee“ [Groß, 1986]. Dieser Bericht bildet die Grundlage neben der Bearbeitung von Bohrinformationen zum Erstellen eines Geschwindigkeitsmodells für das Arbeitsgebiet. Ergänzend dazu sind auch Ergebnisse im Bericht über die „Regionale Analyse der seismischen Anfangsgeschwindigkeiten in Nordwestdeutschland“ [Jaritz et al., 1979] nachzulesen. Die seismischen Geschwindigkeiten aus Bohrungen der BRD sind in einem Bericht des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG früher NLFB) [Koschyk, 1996] zusammengefasst. Diese Daten liegen für einen Großteil der zu bearbeitenden Bohrungen auch digital vor.

Des Weiteren sind in den letzten Jahren auch einige Diplomarbeiten und Diplomkartierungen im Entenschnabel von der BGR betreut wurden. Hervorzuheben wären die Kartierarbeit und Diplomarbeit von Feller [2007], die sich mit der Genese und Kartierung von Salzstrukturen beschäftigen und wesentliche Hinweise methodischer und fachlicher Natur bieten.

### 3.1.3.2 Datengrundlage niederländischer Nordseesektor

Aufgrund der in den Niederlanden geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen sind ein Großteil der Bohrdaten und Seismikdaten 5 Jahre nach Erhebung frei verfügbar. Diese Informationen und daraus abgeleitete Tiefen- und Zeitschnittkarten, sowie andere thematische Karten und petrologische, als auch geophysikalische Daten sind in verschiedenen Vektor und Rasterformaten oder als Datenbank über das Internetportal (<http://www.nlog.nl/en/home/NLOGPortal.html>, Stand Juli 2010) für den niederländischen Nordseesektor verfügbar. Insbesondere für die Arbeiten im Entenschnabel, aber auch im G- und H-Block werden diese Daten für einen Abgleich zwischen den beiden Ländern verwendet. Die verfügbaren Rasterdaten im Maßstab 1:250.000 sind in dem im Punkt 3.4.1 beschriebenen Geoinformationssystem verfügbar. Auswertungen zu den Temperaturverhältnissen, den Gas- und Reservoirigenschaften oder der Maturität organischen Materials im niederländischen Sektor können als Grundlage für petroleumgeologische Modellierungen im GPDN-Modul D dienen oder für Potenzialabschätzungen im GPDN-Modul E. Für die Tiefenkonvertierung der Interpretationen im deutschen Nordseesektor ist das Geschwindigkeitsmodell des niederländischen Sektors, das im Rahmen des Projektes VELMOD-1 (2005-2006) erstellt wurde, eine Hilfestellung. Dabei werden seismische Horizonte bearbeitet, die denen des Geotektonischen Atlas von Nordwest-Deutschland annähernd entsprechen. Das Model (VELMOD-1) basiert auf Daten von über 600 Bohrungen und bietet somit eine größere Datenbasis als die ca. 100 Tiefbohrungen im deutschen Nordseesektor. Rasterdaten dieses Geschwindigkeitsmodell sind über die ArcGIS-Datenbank darstellbar. Rasterdaten der Zeitinterpretationen sind als Interpretationshilfe zudem in die Software GeoFrame importiert. Einen Überblick über die Datenbasis im niederländischen Sektor ist durch Nachweisdaten in der ArcGIS-Datenbank (Punkt 3.4.1) gegeben.

Eine umfassende geologische Zusammenfassung zu den Niederlanden und der zugehörigen offshore Bereiche bietet das Buch „Geology of the Netherlands“ [Wong et al., 2007a].

### 3.1.3.3 Datengrundlage dänischer Nordseesektor

Der dänische offshore Bereich wurde in den letzten Jahrzehnten ebenfalls intensiv bearbeitet. Insbesondere der dänische Bereich des Zentralgrabens, nördlich des Entenschnabels, wurde aufgrund seiner Kohlenwasserstoff-Höflichkeit intensiv untersucht. Die geologische Entwicklung ist aus einer Vielzahl von Publikationen und Kompilationen zu einzelnen Formationen oder Zeiteinheiten zu entnehmen. Hervorzuheben sind die Kartierungen und Kompilierungen zur Chalk Group von [[Vejbaek et al., 2007](#)], die auch einen Teil des deutschen Nordseesektors darstellen. Einen detaillierten Überblick über den Jura in Dänemark ist aus dem Buch „The Jurassic of Denmark and Greenland“ von J.R. Ineson und F. Surlyk [[2003](#)] zu entnehmen. Die Entwicklung des dänischen Bereichs des Zentralgrabens ist unter anderem in Gowers & Sæbøe [[1985](#)] nachzulesen. Die Lithostratigrafie des Paläogen und des unteren Neogen der dänischen Nordsee ist ebenfalls ausführlich in einer Arbeit zusammengefasst [[Schjøler et al., 2007](#)]. Digitale Daten zum dänischen Nordseesektor liegen dem Projekt (Stand 2010) bis jetzt nicht vor, sind aber in einem Maßstab von 1:1.000.000 aus dem SPBA abzuleiten.

## 3.2 Bohrungsdaten

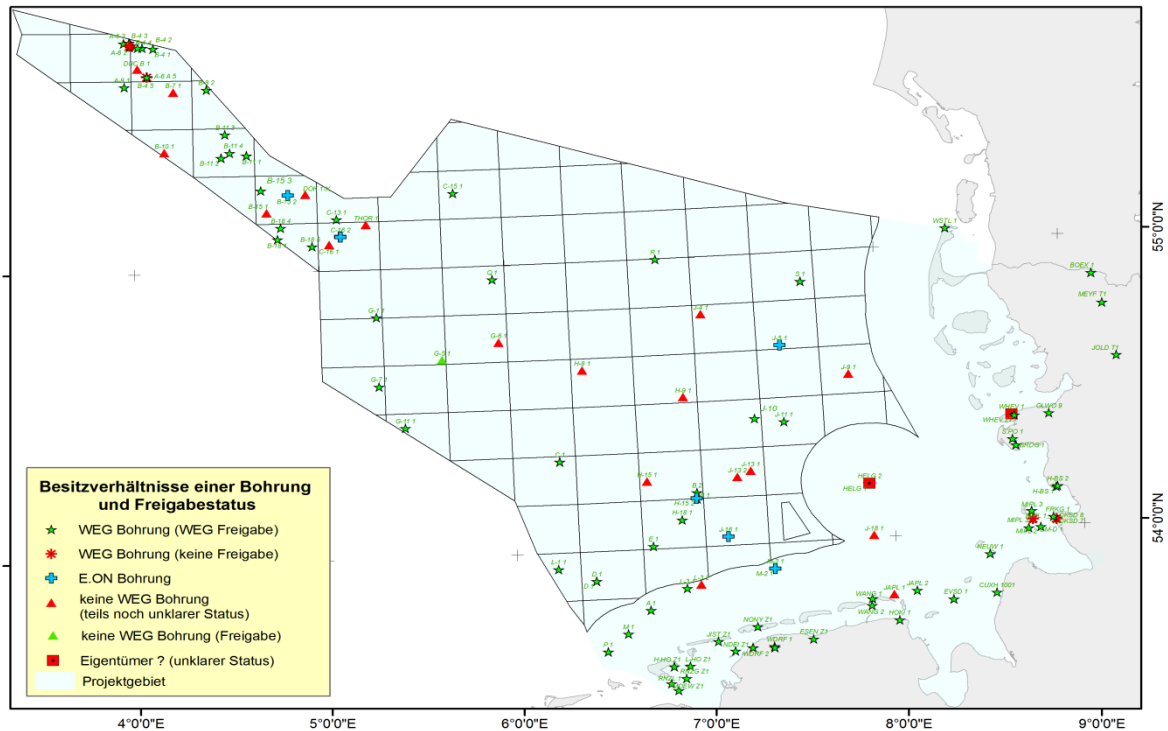


Abbildung 3.2: Geografische Verteilung der verfügbaren Tiefbohrungen im Projektgebiet.

### 3.2.1 Datenverfügbarkeit

Im GPDN-Projektgebiet, welches die AWZ und das Küstenmeer umfasst, sind bislang mehr als 150 Tiefbohrungen niedergebracht worden, allein 45 davon im sogenannten „Entenschnabel“. In weiten Teilen der deutschen Nordsee ist das Bohrraster dagegen eher weitmaschig, mit Abständen von 30 km und mehr von Bohrung zu Bohrung. Die geografische Verteilung der verfügbaren Bohrungen ist in Abbildung 3.2 dargestellt.

#### 3.2.1.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die vorhandenen Bohrungsdaten unterliegen Einschränkungen hinsichtlich ihrer Verwendung. Geowissenschaftliche Informationen über den tieferen Untergrund (tiefer als 1 km) beruhen zum Großteil auf geophysikalischen Explorationsarbeiten und Bohrungen. Diese werden überwiegend im Auftrag der Erdöl-/Erdgas-Industrie durchgeführt. Laut Bundesberggesetz (§§11-13) in Verbindung mit dem Lagerstättengesetz (§3 und §5) werden die Ergebnisse dieser Untersuchungen den entsprechenden Landesbehörden (Bergbehörden und staatliche geologische Dienste der Bundesländer) zur Verfügung gestellt. Die Landesbehörden und ihre Mitarbeiter unterliegen einer Geheimhaltungspflicht. Diese Geheimhaltung gilt auch für Untersuchungen, die längst abgeschlossen sind, und sogar für Konzessionsgebiete, in denen die Erlaubnis und/oder Bewilligung schon erloschen ist. Die ehemaligen Konzessionäre bleiben Eigentümer der Daten, eine Weitergabe durch die staatlichen geologischen Dienste der Bundesländer an Dritte ist nur mit Einverständniserklärung der Eigentümer möglich.

### **3.2.1.2 Datenfreigabe im Rahmen des GPDN-Projektes**

Im Rahmen des von BGR, LBEG und BSH durchgeführten Verbundprojekts „Geopotenzial Deutsche Nordsee (GPDN)“ wurde mit dem Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) vereinbart, dass ausgewählte Daten der WEG-Mitglieder für die wissenschaftlichen Arbeiten im GPDN-Projekt genutzt werden dürfen. Für die projektinterne Bearbeitung wurden vom WEG 106 Tiefbohrungen zur Verfügung gestellt. Im Anhang (3) sind die vom WEG freigegebenen Bohrungen aufgeführt. Anhang (4) enthält die Liste der angefragten, aber gesperrten Daten.

Für 25 weitere im Projektgebiet befindliche Erdöl-/Erdgas-Bohrungen werden mit den jeweiligen Eigentümern der Bohrungen Vereinbarungen hinsichtlich der Datenfreigabe im Rahmen des GPDN-Projekts angestrebt.

## **3.2.2 Datenquellen**

### **3.2.2.1 Fachinformationssystem Kohlenwasserstoffe (FIS KW) des LBEG**

Das vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) betriebene Fachinformationssystem umfasst Daten aus dem gesamten Bundesgebiet einschließlich der deutschen Bereiche der Nord- und Ostsee. Zum Datenbestand des FIS KW zählen neben Informationen zu Erdgas- und Erdölfeldern, reflexionsseismischen und gravimetrischen Daten, Informationen zu allen Kohlenwasserstoff-Explorations- und Produktionsbohrungen sowie zu anderen Zwecken niedergebrachten Tiefbohrungen. Die Inhalte des FIS KW stammen aus Datenbanken der deutschen Erdöl-/Erdgas-Industrie (unter anderem im Rahmen des Erdölgeologischen Austauschs) sowie aus staatlichen Archiven, vorrangig aus dem LBEG-Archiv.

Für die Arbeiten in den Projektmodulen C, D und E wurde vom LBEG ein auf die von den Eigentümern freigegebenen Bohrungen reduzierter Auszug der im FIS KW enthaltenden Bohrungsdatenbank zur Verfügung gestellt. Die Kohlenwasserstoff-Bohrungsdatenbank enthält digitale Verweisdaten von Tiefbohrungen im Projektgebiet sowie Informationen zu deren Ablenkung, Stratigrafie, Kernuntersuchungen und zu Geophonversenkmessungen.

### **3.2.2.2 Bohrdatenarchiv der Länder**

Neben den im Fachinformationssystem Kohlenwasserstoff (FIS KW) digital vorliegenden Bohrungsdaten wurde zusätzlich auf die freigegebenen und im Archiv des LBEG verfügbaren analogen Bohrakten zugegriffen.

## **3.2.3 Aktuelle Datenlage**

In einer ersten Phase des Projektes erfolgte eine Sichtung der vorhandenen digitalen Bohrdatenbestände für das Bearbeitungsgebiet und deren Zusammenführung in einer gemeinsamen Datenbank. Tabelle (6) im Anhang gibt einen Überblick über die aktuell verfügbaren digitalen bzw. noch zu digitalisierenden projektrelevanten Bohrdaten (Stand September 2010).



### 3.3 Reflexionsseismische Daten

Für die Auswertung standen zahlreiche seismische Datensätze zur Verfügung. Diese wurden überwiegend als zeitmigrierte seismische Sektionen in das Interpretationssystem GeoFrame geladen. Die Daten umfassen ca. 29.000 km 2D-seismische und ca. 4000 km<sup>2</sup> 3-D seismische Daten. Die seismischen Daten der Erdöl-Erdgas Firmen bzw. der Erdölservice-Firmen sind meist mit 4 ms abgetastet. Abbildung 3.3 zeigt die 3D-seismischen Surveys im deutschen Nordseesektor. Die Abdeckung mit 3D-Seismik ist für den Entenschnabel nahezu flächendeckend. Im zentralen Nordseebereich ist nur im Südosten ein 3D-seismischer Survey im Besitz der GDF SUEZ verfügbar. Der Großteil der Interpretation in der zentralen deutschen Nordsee stützt sich daher auf 2D-Seismik. Der Großteil der 3D-Seismiken ist durch eine Datenfreigabe des WEG für das GPDN-Projekt nutzbar. Der Survey von FUGRO am südöstlichen Ende des Entenschnabels unterliegt einer separaten Freigabe. Die Auslage der Surveys ist in der Regel so gewählt, dass eine gute Auflösung für das mesozoische und känozoische Deckgebirge erzielt wurde. Auch in den 3D-Seismiken kommt es zu teils starken Auflösungsverlusten im Bereich von Salzstrukturen. Die 3D-Surveys im Entenschnabel sind nur für den deutschen Nordseebereich im GeoFrame-Projekt verfügbar. Der Survey A6B4 1989 im Besitz der Wintershall Holding steht nicht zur Verfügung ( Abbildung 3.3).

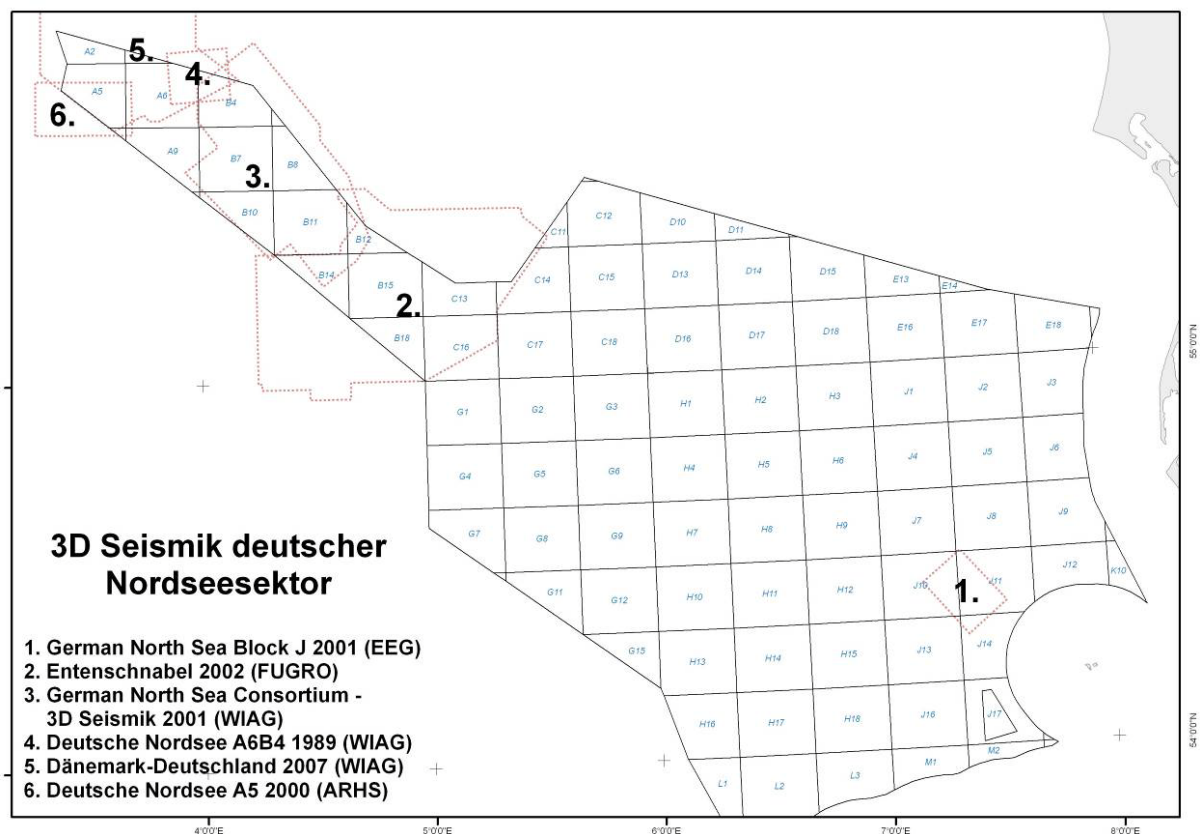
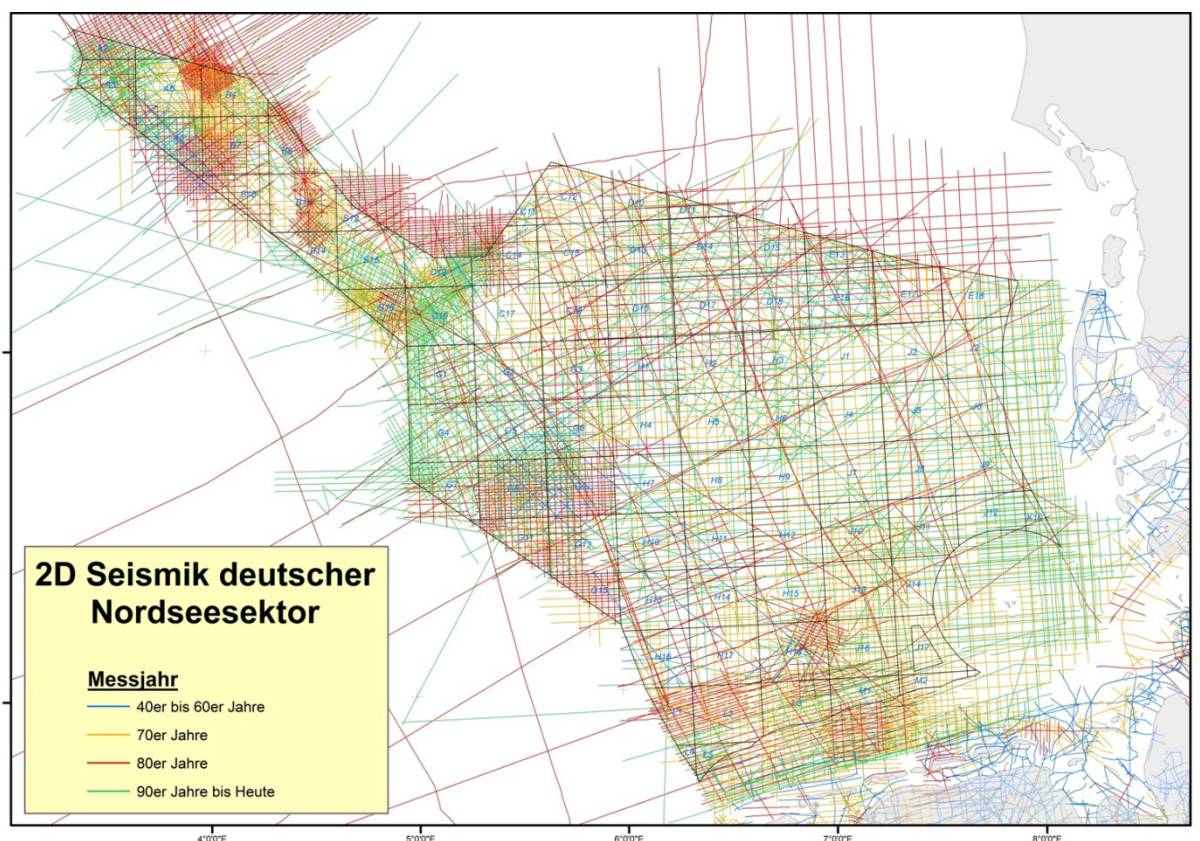


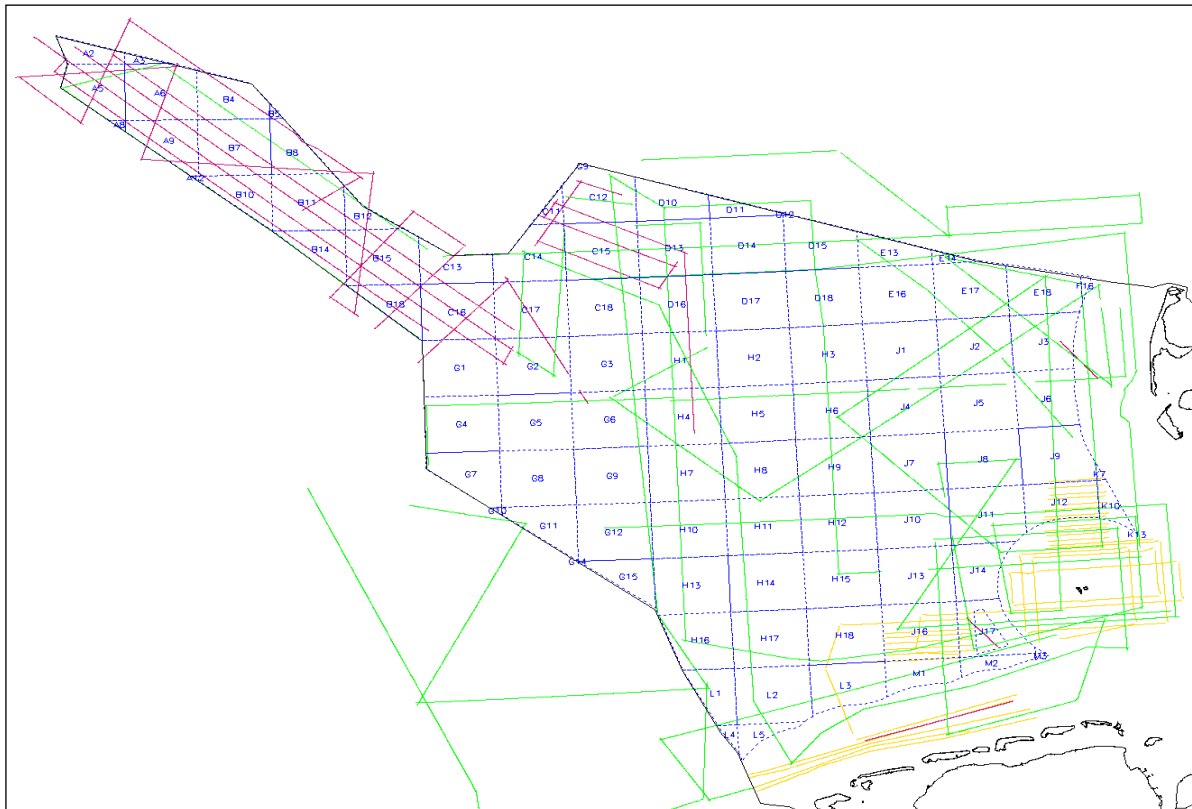
Abbildung 3.3: 3D-Seismik deutscher Nordseesektor.

Abbildung 3.4 zeigt alle 2D-seismischen Linien im deutschen Nordseesektor (NIBIS Kartenserver <http://nibis.lbeg.de/cardomap3/>, 2010). Diese Surveys liegen für das GPDN-Projekt nicht alle digital vor und haben unterschiedliche Eindringtiefen. Durch den technischen Fortschritt bieten seismische Daten der letzten 30 Jahre meist eine höhere Auflösung und Überdeckung und sind somit schlüssiger zu interpretieren. Aufgrund der hohen Dichte an 2D-seismischen Profilen aus den 80er Jahren bis heute sollte auch eine schlüssige Interpretation der Daten in Bereichen ohne 3D-Seismik möglich sein.



**Abbildung 3.4:** 2D-seismische Linien im Bereich des deutschen Nordseesektors farblich nach ihrem Alter unterschieden.

Für die Interpretation werden nur digital vorhandene Linien verwendet, die in GeoFrame verwaltet werden. Abbildung 3.5 zeigt die im GeoFrame-System vorhandenen 2D-seismische Linien mit geringer Eindringtiefe, die meist nur das Känozoikum auflösen oder teilweise das obere Mesozoikum. Diese Daten wurden im Rahmen von BGR-Projekten seit 2003 erhoben. Abbildung 3.6 zeigt die in GeoFrame importierten 2D-seismischen Linien, die mit Eindringtiefen größer 4000 ms TWT, auch das tiefere Mesozoikum und Prä-Zechstein abbilden. Der Großteil der Bereiche ohne Abdeckung mit 3D-Seismik ist anhand des meist dichten 2D-seismischen Netzes gut interpretierbar. Einzelne Bereiche im C-Block, im E-Block und im H-Block sind jedoch durch eine geringere 2D-Liniendichte und fehlende 3D-Seismik ungenauer zu interpretieren.



**Abbildung 3.5:** 2D-seismische Linien im Rahmen von BGR-Projekten seit 2003. (rosa = BGR 2007, grün = BGR Aurelia 2003-2004, gelb = Nordsee 2005).



**Abbildung 3.6:** Im Interpretationssystem (GeoFrame) verfügbare 2D-seismische Linien >4 s (in blau) Eindringtiefe (Stand: 31.12.2010).

## 3.4 Datenbanken

### 3.4.1 Datenhaltung in einem Geoinformationssystem

Ein Datenbanksystem (DBS) auf der Basis des Geoinformationssystems ArcGIS bildet die Grundlage für die Verwaltung zusätzlicher Projektdaten (z.B. Karten, Rasterdaten benachbarter Länder etc.). Dieses System stellt den Georeferenzbezug aller Daten her und erlaubt damit eine komplexe und gemeinsame Visualisierung der Datensätze bezüglich ausgewählter Themen. Damit wird eine Bereitstellung der Datengrundlagen für die speziellen Softwareprodukte GeoFrame (seismische Interpretation) und PETREL (lithologisch-fazielle Interpretation) gewährleistet. Das Datenbanksystem ist ausschließlich für die interne Projektarbeit der Projektmodule „Geologische Grundlagen und Meeresspiegelentwicklung (C)“, „Abschätzung des Erdöl-/Erdgaspotenzials (D)“ und „Speicherkapazitäten im Nordseeraum (E)“ angelegt. Aus dem Datenbanksystem und aus den Ergebnissen der seismischen Interpretation und der lithologisch-faziellen Interpretation werden einzelne Produkte generiert, die in die Endprodukte des Projektes und in das Geoinformationssystem Nordsee (Modul F) eingehen.

Die Nutzung des Datenbanksystems auf der Basis eines Geoinformationssystems bietet folgende Vorteile:

- Zusammenstellung von Metadaten, Nachweisdaten und Fachdatensätzen,
- Import, Export und Verwaltung von Datensätzen und Zwischenprodukten,
- Verknüpfung komplexer Informationen mit Geometriedaten,
- Erstellung von speziellen Karten und Übersichten zu einzelnen Themen,
- Koordinierung, Planung und Ordnung von Datensätzen,
- Prüfung der Integrität und Konsistenz der Datensätze,
- Bereitstellung und Ergänzung von Zwischenergebnissen für die 3D-Interpretation.

Die Daten umfassen Vektordateien (Punkte, Linien und Polygone) bezüglich folgender Themen:

Topografische Daten:

- Landesgrenzen, Blockgrenzen, Küstenlinien

Flächennutzungsdaten

- u.a. Schifffahrtswege, Konzessionsgebiete für Windkraft, Kiesgewinnung, KW-Exploration, Militärgelände.

Lage und Kopfdaten zur Datengrundlage für die Interpretation:

- Bohrungslokationen,
- Lage der reflexionsseismischen Profile,
- Lage 3D-seismischer Surveys,

Geologische Daten:

- Isolinien (Tiefe, Mächtigkeit, Zeit),
- Störungsspuren,
- Umriss der Salzstrukturen,
- Geologische Karten

Weiterhin sind georeferenzierte Karten zu verschiedenen geologischen Themen eingepflegt:

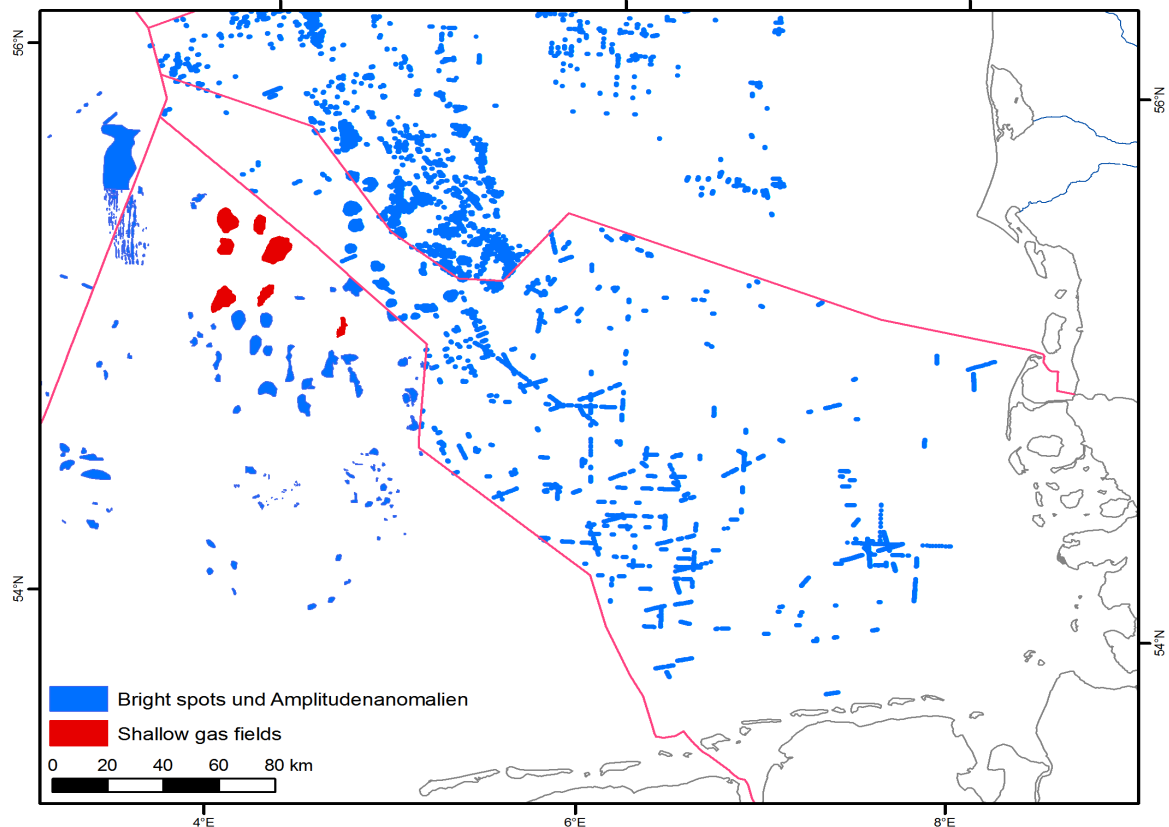
- Stratigrafie,
- Lithologie, Fazies, Paläogeografie
- Tektonik,
- Petrologie.

Ein Teil der Daten liegt als Grids im Datenbanksystem vor. Mit diesen Daten können in ArcGIS weiterführende Berechnungen ausgeführt werden. Zu diesen Daten zählen:

- Bathymetrie
- Tiefenlagekarten geologischer Horizonte
- Mächtigkeitskarten
- Zeitkarten geologischer Horizonte
- Geschwindigkeitsmodelle

Neben den Daten für den deutschen Nordseesektor sind ebenfalls Daten der Anrainerstaaten enthalten, sowie Übersichtskarten zum zentraleuropäischen Beckensystem und der nördlichen und südlichen Nordsee. Insbesondere Abbildungen zu den Nachweisdaten von Bohrungen und der Seismik sind aus ArcGIS komfortabel zu erstellen (Abbildung 3.7). Durch die Verwendung von GIS-Funktionalitäten ist unter anderem eine präzise Auswahl und Darstellung der Daten in Teilgebieten des Arbeitsgebietes möglich. Die eingebundenen Grids und Vektordateien zu Tiefenlage und Struktur geologischer Horizonte für den deutschen Nordseesektor beruhen überwiegend auf den Arbeiten des Verbundprojektes Southern Permian Basin Atlas [[Doornenbal und Stevenson, 2010](#)] und des Geotektonischen Atlas von Nordwestdeutschland [[Baldschuhn et al., 1996](#)].

Die Daten liegen sowohl im Maßstab 1:1.000.000 für den deutschen Sektor und die Anrainerstaaten (SPBA), als auch im Maßstab 1:500.000 vor (Geotektonischer Atlas Norddeutschland; [Baldschuhn et al., 1996](#); im Datenbanksystem ist ausschließlich der deutsche Nordseesektor eingefügt; als Vektordateien und Grids). Diese Daten und deren Visualisierung mit ArcGIS bietet eine wertvolle Hilfe bei der Interpretation reflexionsseismischer Daten mit dem GeoFrame-System. Das Datenbanksystem besteht aus einzelnen „Geodatabase-Modulen (GDB)“, geordnet nach deren Thematik oder der Quelle des Imports. Zu den importierten Daten sind zusätzliche Informationen in den Metadaten angegeben (Zitate, Inhalt von Karte usw.). Das Koordinatensystem der importierten Daten wurde nicht verändert. Für die Darstellung der Inhalte wurden Layoutdateien (Templates) in ArcMap angelegt mit dem Projektkoordinatensystem WGS 1984 UTM 31N. Die darzustellenden Daten werden in diesen Layouts in ArcMap in das Projektkoordinatensystem projiziert. Eine Transformation des Koordinatensystems einzelner Datensätze ist jedoch jederzeit möglich. Das Datenbanksystem wird sukzessive im Projektverlauf erweitert. Die Zwischen- und Endprodukte der Arbeiten in GeoFrame zur Horizont-, Salzstruktur- und Störungsinterpretation werden teilweise auch in die Datenbank überführt. Dadurch ist ein besserer Bezug zu anderen Datensätzen im Datenbanksystem gewährleistet. Die Datenbank ist auf einem Netzwerk-Share abgelegt.



**Abbildung 3.7:** Beispiel einer Themenkarte erstellt aus der GIS-Datenbank auf Basis des SPBA [[Doornenbal und Stevenson, 2010](#)]: Verteilung von „Bright spots“ und Amplitudenanomalien in der südlichen Nordsee.

### 3.4.2 Literaturverwaltung

Über das Literaturverwaltungssystem EndNote wurde eine Literaturdatenbank zum Themenfeld Nordsee aufgebaut, die rund 500 Einträge enthält (Stand: August 2010). Sie ist zentral abgelegt und kann von allen Projektbearbeitern genutzt werden. Die integrierten Publikationen umfassen im Wesentlichen die Themenschwerpunkte der GPDN-Projektmodule C, D & E. Die einzelnen Publikationen sind bestimmten inhaltlichen Kategorien zugeordnet, um dem Nutzer eine erste Orientierung und eine strukturierte Suche zu ermöglichen. Mehrfachzuordnungen sind möglich. Die Literaturdatenbank wird ständig erweitert und aktualisiert.

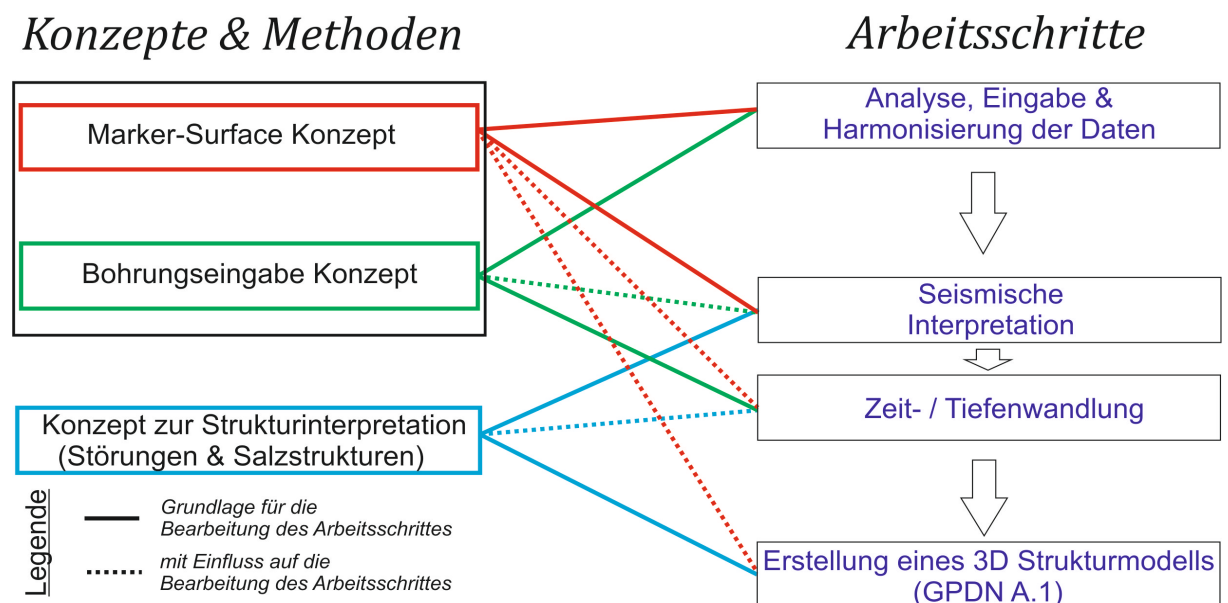
## 4 Arbeitskonzepte

Die im folgenden Kapitel beschriebenen Konzepte sollen als Leitfaden zur Durchführung der Arbeitsschritte dienen, die zur Erstellung eines 3D-Strukturmodells der deutschen Nordsee nötig sind. Die Konzepte gewährleisten, dass die am Projekt beteiligten Bearbeiter die Ergebnisse und Interpretationen nach einem vorgegebenen Schema dokumentieren, eine festgelegte Arbeitsmethode genutzt wird und die Interpretationen nachvollziehbar bleiben. Bei einigen interpretativen Arbeitsschritten, lassen sich jedoch Inkonsistenzen aufgrund verschiedener Interpretationsansätze meist nicht vermeiden. Deswegen ist neben den methodischen Konzepten eine enge und abgestimmte Zusammenarbeit der Bearbeiter notwendig.

Das Marker-*Surface*-Konzept bildet die Grundlage der Interpretation und Bearbeitung von Bohrdaten und seismischen Daten. Es wird definiert wie die Zuordnung der stratigrafischen Informationen aus den Bohrberichten zu den jeweiligen Markern erfolgt und welche stratigrafischen Marker durch die seismische Interpretation in der Fläche (*Surfaces*) zu bearbeiten sind. Ebenfalls fließen Informationen, wie die Verbreitung von Diskordanzen und stratigrafischen Einheiten in die Betrachtung mit ein. Es wird versucht eine Vergleichbarkeit zu den Ergebnissen der Anrainerstaaten zu gewährleisten. Das Konzept legt die Bearbeitung von Basismarkern und Basisflächen entsprechend den stratigrafischen Einheiten des Geotektonischen Atlas von Nordwest-Deutschland fest.

Das Bohrungseingabe-Konzept beschreibt zum großen Teil die technische Umsetzung der Vorgaben aus dem Marker-*Surface*-Konzept. Dabei wird auf Unstimmigkeiten in der Datengrundlage und deren Bereinigung eingegangen. Eine Überprüfung und fehlerbereinigte Eingabe der Bohrdaten bildet die Grundlage für eine Zeit-Tiefenwandlung der seismischen Interpretationsergebnisse.

Das Konzept zur Strukturinterpretation beschreibt wesentliche Methoden und Interpretationsansätze für die Bearbeitung von Störungen und Salzstrukturen. Weiterhin wird die Nomenklatur und die Art und Weise der Dokumentation von Strukturelementen definiert.



**Abbildung 4.1:** Einfluss der beschriebenen Konzepte auf einzelne Arbeitsschritte der Erstellung eines 3D-Strukturmodells.

## 4.1 Marker-*Surface*-Konzept

Dieses Kapitel beschreibt die Grundlagen, Vorgehensweise und die Arbeitsschritte zur Erstellung eines Marker-*Surface*-Konzeptes für den deutschen Nordseesektor. Die systematische Einordnung von stratigrafischen Informationen oder horizontbezogenen Daten erfolgt in den Projekten der GPDN Module C, D, und E nach einem Markerkonzept, das die Klassifizierung von geologischen Schichtgrenzen im Bereich der deutschen Nordsee zum Ziel hat. Es wird definiert, welche stratigrafischen Einheiten im Detail kartiert werden. Ebenfalls wird eine einheitliche Nomenklatur auf Basis vorhandener Symbolschlüssel und stratigrafischer Daten erstellt.

Eine Herausforderung bei der Erstellung des Markerkonzeptes, insbesondere im Entenschnabel, war die Harmonisierung von stratigrafischen Ansprachen und Horizontinterpretationen. Hierfür wurden die Ergebnisse von verschiedensten Publikationen und Projekten der europäischen geologischen Dienste der Niederlande (TNO), Dänemarks (GEUS) und Großbritanniens (BGS) mit denen des deutschen Nordseesektors verglichen und berücksichtigt.

Eine wesentliche Aufgabe lag in der Erarbeitung eines Konzeptes zur Erfassung und Aufarbeitung der stratigrafischen Informationen aus Bohrungen, sowie in der Verknüpfung mit den zu interpretierenden seismischen Horizonten. Hierzu wurde das Fachinformationssystem Kohlenwasserstoffe (FIS KW) des LBEG, das Bohrdatenarchiv der Länder sowie Ergebnisberichte zu seismischen Projekten gesichtet. Die entsprechenden Daten wurden anschließend in einer GIS-Datenbank zusammengestellt und aktualisiert (Abschnitt 3.4.1).

Die Grundlage des Konzeptes bilden hauptsächlich der Southern Permian Basin Atlas [*Doornenbal und Stevenson, 2010*], der Geotektonische Atlas von Nordwest-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor [*Baldschuhn et al., 2001*] und der Millenium Atlas [*Evans et al., 2003*], sowie die derzeit gültige Fassung (6. Auflage, 2002) des Symbolschlüssel Geologie, basierend auf der erschienenen 3. Version „Symbolschlüssel Geologie“ nach Preuss et al. [*1991*], welcher für die technische Umsetzung des Marker-*Surface*-Konzept eine wichtige Rolle spielt.

Wesentlich für die Erstellung dieses Konzeptes ist ein umfassender Überblick über die Geologie des Nordseeraumes (Kapitel 2) und die jeweilige stratigrafische Zuordnung der sedimentären Abfolgen im deutschen Nordseesektor und in den angrenzenden Hoheitsgebieten (Niederlande, Großbritannien, Dänemark).

### Symbolschlüssel Geologie

Eine Grundlage für das Marker-*Surface*-Konzept ist der „Symbolschlüssel Geologie“ [*Preuss et al., 1991*], sowie die bis 2002 hinzugekommenen Änderungen und Weiterentwicklungen der 6. Auflage. Der Symbolschlüssel Geologie ist ein Wörterbuch mit mehr als 9000 Begriffen für die Beschreibung und Dokumentation geologischer Feld- und Aufschlusssdaten. Er enthält normierte Symbole (Kürzel) zur Verschlüsselung geologischer Daten, unter anderem zur Stratigrafie, Lithologie und Petrografie von Schichtdaten aus Bohrungen und für Schichtfolgebeschreibungen in der geologischen Karte. Herausgeber sind das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG) und die BGR. Die aktuelle Version des Symbolschlüssels, in der 6. Auflage, ist online über die LBEG-Internetseite verfügbar <http://www.lbeg.niedersachsen.de/servlets/download?C=39475225&L=20>; (Stand November 2010).



## 4.1.1 Stratigrafischer Überblick

### 4.1.1.1 Niederlande

Sowohl auf niederländischer als auch auf deutscher Seite werden unterschiedliche stratigrafische Klassifizierungssysteme verwendet. In den Niederlanden wird für die Einheiten des Quartär und des Tertiär eine rein lithostratigrafische Klassifikation benutzt [Westerhoff *et al.*, 2003]. Für ältere stratigrafische Einheiten wird mit Ausnahme von Südlimburg, eine kombinierte seismo-lithostratigrafische Einteilung benutzt [Van Adrichem Boogaert und Kouwe, 1993-1997]. Das deutsche Klassifizierungssystem ist eine Kombination von lithogenetischen, chronostratigrafischen und morpho-stratigrafischen Eigenschaften. Rein lithostratigrafisch definierte Einheiten sind selten. Durch die unterschiedlichen Herangehensweisen und Ansprachen sind viele Einheiten nicht ohne weiteres direkt zu korrelieren. Größere Unterschiede zur deutschen Klassifizierung zeigen die Klassifikationen der Länder Großbritannien und Dänemark. Eine umfassende geologische Zusammenfassung zu den Niederlanden und der zugehörigen Offshore-Bereiche bietet „Geology of the Netherlands“ [Wong *et al.*, 2007a]. Beim Vergleich der im SPBA dargestellten stratigrafischen Tabelle sind für die Niederlande folgende Klassifizierungen ersichtlich (Tabelle 4.1):

**Tabelle 4.1:** Stratigrafische Gliederung der Niederlande und Deutschland im SPBA

(SPBA, Abbildung 4.2, 4.3) Klassifizierung nach TNO (NL)	Abk.	dt. Klassifizierung
<i>Base Upper North Sea Group</i>	(NU)	Basis Miozän
<i>Base Lower and Middle North Sea Groups</i>	(NL&NM)	Oligozän-Paläozän
<i>Base Chalk Group</i>	(CK)	Dan & Oberkreide
<i>Base Rijnland Group</i>	(KN)	Unterkreide
<i>Base Schieland, Scruff and Nds. Groups</i>	(S)	Wealden & Oberjura
<i>Base Altena Group</i>	(AT)	Mittl. und Unterjura
<i>Base Upper Germanic Trias Group</i>	(RN)	Keuper
<i>Muschelkalk Formation</i>	(MF)	Muschelkalk
<i>Base Lower Germanic Trias Group</i>	(RB)	U. & M.Buntsandstein
<i>Base Zechstein Group</i>	(ZE)	Zechstein
<i>Base Upper Rotliegend Group</i>	(RO)	Sed. Rotliegend

Im Bereich des niederländischen Nordseesektors ist die siliziklastische Abfolge des Tertiär zusammen mit den quartären Sedimenten in die *North Sea Supergroup* zusammengefasst worden, welche sich in die Einheiten *Upper North Sea Group* und *Middle and Lower North Sea Group* unterteilen lässt [Wong et al., 2007b]. Die Basis der drei Einheiten ist meist durch eine Erosionsdiskordanz gekennzeichnet [Wong et al., 2007a]. Die Mächtigkeit der gesamten *North Sea Supergroup* erreicht bis zu 2500 m. Auf der deutschen Seite wird die Einheit *Upper North Sea Group* in das Neogen eingeordnet und beschreibt die Einheiten vom Quartär bis zur Basis des Miozän (Abbildung 4.2). Im *Roer Valley Graben* und im *Central Netherlands Basin* liegt die Basis der *Upper North Sea Group* teils in 1400 m Tiefe. Die *Upper North Sea Group* wird durch marine-, fluviatile-, glaziale- und terrestrische Sedimente charakterisiert. Die Einheit ist fast im gesamten Gebiet der Niederlande ausgeprägt, im Osten, Südosten und Südwesten ist sie teilweise durch Erosion abgetragen. Die *Middle North Sea Group* besteht hauptsächlich aus Sanden, Silt und Ton [Wong et al., 2007b]. Die Einheiten *Lower and Middle North Sea Group* entsprechen in etwa einem Zeitabschnitt vom oberen Oligozän bis ins Paläozän. Die *Lower North Sea Group* erreicht eine maximale Mächtigkeit von 650 m im nördlichen Offshore-Bereich der Niederlande und besteht vorwiegend aus Sanden, Sandsteinen und Tonmergeln. Nach Süden hin ist eine Abnahme der Mächtigkeit zu beobachten.

Die Kreide wird im niederländischen Sektor durch die marinen Sedimente der *Rijnland Group*, mit Mächtigkeiten bis zu 1400 m, und durch die *Chalk Group*, mit Oberkreidesedimenten, charakterisiert [Herngreen und Wong, 2007]. Die Einheit *Chalk Group* umfasst die älteren Abschnitte des Paläogens bis zur Basis der Oberkreide (Schreibkreide) und beinhaltet somit im Detail die Einheiten des Dan bis zum Cenoman. Die *Chalk Group* ist durch eine gleichmäßige Abfolge von Tonmergeln und Kalksteinen geprägt. Diese Sedimentationsperiode ist insbesondere im Bereich des Zentralgrabens und anderer niederländischer Becken durch syntektonische Sedimentation während einer Inversion geprägt. Diese Effekte sind deutlich vom Cenoman bis in das Campan zu beobachten. Durch die Oberkreide-Inversion, aber auch durch vorangegangene differentielle Hebungseignisse in der Unterkreide, kam es in diesem Zeitabschnitt zu verstärkter Erosion in Teilen des niederländischen Sektors, die in seismischen Profilen als deutliche Erosionsdiskordanzen ihren Ausdruck findet. Daher sind die Kreideabfolgen, insbesondere außerhalb von Becken oder Gräben, durch eine deutlich ausgeprägte Schichtlücke gekennzeichnet (Abbildung 4.2). Die Kreide/Tertiär Grenze ist im Süden Limburgs [Herngreen und Wong, 2007] und in Teilen des Zentralgraben gut erhalten. Die Unterkreide wird auf niederländischer Seite als *Rijnland Group* bezeichnet und beinhaltet die Einheiten Alb bis Berrias. Die *Rijnland Group* ist durch Subsidenz und lang anhaltende Transgressionsphasen gekennzeichnet. Während des Apt erfolgte ein Wechsel von Sedimenten eher tiefer marinen Milieus in die typischen Tonmergelschichten der *Chalk Group* [Herngreen und Wong, 2007].

Die überwiegend siliziklastischen Sedimente des Jura werden in vier Gruppen unterteilt, die *Schieland*, *Scruff* und *Niedersachsen*, *Group* sowie die *Altena Group* [Wong, 2007]. Die *Schieland Group* beinhaltet auch Abschnitte der unteren Unterkreide. Ebenfalls umfassen die Gruppen den Oberjura (Malm) mit den Einheiten Volgian, Kimmeridge und Oxford. Die *Altena Group* wird chronostratigrafisch dem Dogger und Lias zugeteilt. Die *Schieland Group* wird in die *Centralgraben*- und die

*Delfland-Subgroup* unterteilt [Wong, 2007]. Die Unterteilung basiert auf der Verteilung und Zusammensetzung der Abfolge im Nordseebecken. Die *Centralgraben-Subgroup* beinhaltet Sand- und Tonsteine, sowie kohleführende Schichten. Die Sedimente wurden während flachmariner Bedingungen abgelagert und erreichen eine Mächtigkeit von ca. 2000 m. Die *Delfland-Subgroup* beinhaltet außer Sandsteinen, Tonsteinen und kohleführender Schichten auch dolomitische Ablagerungen, welche eine Mächtigkeit von ca. 1500 m erreichen können. Die *Scruff-Group* wird durch lokal abgelagerte bituminöse Tonsteine und Glaukonit-führende Abfolgen charakterisiert [Wong, 2007]. Die Mächtigkeit der *Scruff-Group* beträgt bis zu 800 m und ist flächig in den niederländischen Teil des Zentralgrabens verbreitet. Die *Niedersachsen Group* besteht hauptsächlich aus Tonsteinen, es werden jedoch auch Mergel-, Kalkstein- und auch Evaporit-führende Schichten beobachtet. Insgesamt erreicht die *Niedersachsen Group* eine Mächtigkeit von ca. 500 m. In vielen Bereichen des niederländischen Nordseesektors überlagert die *Altena Group* diskordant die Schichten des Keuper. Die *Altena Group* wird als eine Einheit angesehen, die durch prä- und syn-Riftbildungsphasen gekennzeichnet ist. Der obere Bereich der *Altena Group* wird durch flachmarin abgelagerte Tonsteine, Kalk- und Sandsteine dominiert. Allgemein ist die Sedimententwicklung des Jura durch Extensionstektonik und Riftbildung bestimmt [Wong, 2007]. Als Folge der Dehnungstektonik ist die Schichtenabfolge des Jura im Bereich des niederländischen Sektors durch mehrere Schichtausfälle gekennzeichnet [Wong, 2007].

Die *Upper Germanic Trias Group* ist der oberen Trias (Keuper) gleichzusetzen. Die Einheit wird bis zu 1750 m mächtig und besteht aus lakustrinen, feinkörnigen, allg. siliziklastischen, karbonatischen und evaporitischen Abfolgen. Die abgelagerten Abfolgen sind teils stark bruchtektonisch beansprucht.

Der Muschelkalk auf niederländischer Seite wird *Muschelkalk Formation* genannt [Geluk, 2007b]. Die *Lower Germanic Trias Group* korreliert mit dem unteren und mittleren Buntsandstein auf deutscher Seite. Die *Lower Germanic Trias Group* und die *Upper Germanic Trias Group* werden durch die Solling-Hardeggen Diskordanz voneinander unterschieden und getrennt [Geluk, 2007b]. Die *Lower Germanic Trias Group* erreicht eine Mächtigkeit von ca. 800 m.

Die Sedimente des Perm erreichen eine Mächtigkeit bis ca. 2000 m. Das Perm ist in die *Lower Rotliegend*, *Upper Rotliegend* und die *Zechstein Group* unterteilt [Geluk, 2007a]. Die *Zechstein Group* korreliert mit der Zechstein-Einheit auf deutscher Seite. Die *Zechstein Group* umfasst eine Serie von marinen Evaporiten und Karbonaten, die in einem flachen epikontinentalen Flachmeer abgelagert wurden. Zu der Einheit *Upper Rotliegend Group* wird das sedimentäre Rotliegend zugeordnet. Die Abfolge der *Upper Rotliegend Group*, die vermutlich während warmen und ariden Klimabedingungen abgelagert wurde, lässt sich in weiten Teilen der Niederlande zurückverfolgen. Insbesondere an der Basis dieser Einheit sind mächtige Sandstein-Formationen anzutreffen, die gute Reservoir-Eigenschaften aufweisen (Slochteren Fm.). Im nördlichen Offshore-Bereich der Niederlande repräsentiert die *Upper Rotliegend Group* fluviatile, äolische und *playa-lake* Sedimentationsbedingungen. Die *Lower Rotliegend Group* entspricht in etwa ebenfalls dem unteren Rotliegend auf deutscher Seite, einer Einheit überwiegend bestehend aus vulkanischen und vulkanoklastischen Sedimenten. Das untere Rotliegend ist im onshore-Bereich und im niederländischen Nordseesektor nur lokal begrenzt auffindbar [Geluk, 2007a].

#### 4.1.1.2 Dänemark

Der dänische Offshore-Bereich wurde in den letzten Jahrzehnten intensiv bearbeitet. Insbesondere der dänische Bereich des Zentralgrabens, nördlich des Entenschnabels, wurde aufgrund seiner Kohlenwasserstoff-Höffigkeit untersucht. Es wird eine vorwiegend lithostratigrafische Klassifizierung verwendet. Die Einheiten, die im SPBA-Projekt verwendet werden, stammen aus Deegan & Scull [1977]. Der dänische Sektor umfasst große Bereiche des nordpermischen Beckensystems. Deswegen ergeben sich auch Ähnlichkeiten in der faziellen Ausprägung der Abfolgen zum norwegischen und nördlichen britischen Sektor.

Die pliozäne bis miozäne Schichtenabfolge im Offshore-Bereich von Dänemark enthält marine Tonablagerungen und deltaisiche Sedimentablagerungen. Die *Nordland Group* umfasst das mittlere Miozän bis zum Pleistozän [Deegan und Scull, 1977; Schiøler et al., 2007]. Die liegende *Hordaland Group* beinhaltet hellgraue, grün und braunfarbige, unter marinen Bedingungen abgelagerte Folgen mit dünnen Kalksteineinschaltungen. Die *Hordaland Group* wird durch sandige und lehmige Schelfablagerungen charakterisiert und repräsentiert die Schichten des Eozäns bis zum Oligozän. Die Einheit unterhalb der *Hordaland Group* wird *Rogaland Group* genannt [Schiøler et al., 2007]. Innerhalb der paläozänen bis eozänen *Rogaland Group* sind im dänischen Sektor verstärkt Erdölreservoirs ausgebildet. Hauptsächlich sind es feinkörnige und gut sortierte Sandsteine, die als Speichergesteine dienen [Schiøler et al., 2007]. Faziell hebt sich das dänische Känozoikum teils deutlich von dem in Deutschland und im Bereich der Niederlande ab.

Die *Chalk Group* der Oberkreide stellt eine wichtige ölproduzierende Einheit im dänischen Sektor dar. Die Fallenstrukturen der *Chalk Group* reichen von invertierten Antiklinalstrukturen bis hin zu Salzdiapir bedingten Fallen. Die *Chalk Group* wird chronologisch ins Maastricht bis Cenoman eingeordnet. Im Bereich der Sorgenfrei-Tornquistzone ist eine Zunahme der Mächtigkeit der Formation zu beobachten [Vejbaek et al., 2007]. Sonst zeichnet sich, wie im deutschen Sektor, die Oberkreide durch eine durchgehende Sedimentation aus. In Teilen des dänischen Sektors kann die Oberkreide auch siliziklastisch ausgebildet sein.

Die *Cromer & Knoll Group* wird der Unterkreide (Alb bis Valangin) zugeordnet und besteht aus feinkörnigen, tonhaltigen marinen Sedimenten mit einem variierenden Gehalt an Karbonaten. Im Allgemeinen wird die jüngere Abfolge durch Tonmergelsteine dominiert. Die *Cromer & Knoll Group* wird im dänischen Zentralgraben in fünf Untereinheiten gegliedert. Wie auch schon im Tertiär zeigen sich deutliche fazielle und lithologische Unterschiede zur Ausbildung im niederländischen und deutschen Sektor.

Im Liegenden folgt die *Farsund Formation* die dem Oberjura und der untersten Unterkreide zuzuordnen ist. Die *Farsund Formation*, welche während einer regionalen Transgressionsphase im späten Kimmeridge-Volgian abgelagert wurde, stellt hauptsächlich im Bereich des Tail-End-Grabens (Teil des dänischen Zentralgrabens) ein wichtiges Muttergestein für Öl und Erdgas dar [Andsbjerg und Dybkjær, 2003; Kühnau und Michelsen, 1994; Møller und Rasmussen, 2003]. Die Abfolge besteht überwiegend aus mächtigen Tonabfolgen. Die *Farsund Formation* ist sehr reich an organischem Material und bildet die wichtigsten Muttergesteine im

dänischen Nordseesektor. Besonders auffallend sind die *BO-Member* Einheiten der oberen *Farsund Formation* [Møller und Rasmussen, 2003]. Auch turbiditische Sandsteine sind in der oberen *Farsund Formation* in Bohrkernen beobachtet worden. Diese befinden sich ungefähr auf dem gleichen stratigrafischen Niveau, wie die mit organischem Material angereicherten Schlamm- und Tonabfolgen des *BO-Members* [Andsbjerg und Dybkjær, 2003; Damtoft et al., 1992; Møller und Rasmussen, 2003]. Die *Lola Formation* unterhalb der *Farsund Formation* wird in den unteren Abschnitt des Oberjura eingestuft. Die *Lola Formation* wird ebenfalls durch Tonblagerungen des tiefmarinen Bereiches charakterisiert. Die tektonischen Aktivitäten des mittleren und unteren Jura führten zu einer nur lückenhaften Ablagerung der Sedimente im dänischen Sektor [Hallam und Sellwood, 1976; Underhill und Partington, 1993; P.A. Ziegler, 1982; 1990].

Keuperzeitliche Ablagerungen sind in Dänemark fast komplett von jüngeren Sedimenten bedeckt. Die Information über die Ausbildung und Verbreitung des Keuper ist aus zahlreichen Tiefbohrungen gewonnen. Dänemark besitzt sowohl Anteile am Zentraleuropäischen Beckensystem (entlang des Ringköbing-Fünen Hochs), als auch am nördlichen Permbecken (Abbildung 2.2). Bertelsen [1980] ordnete die triassischen und damit auch keuperzeitlichen Ablagerungen drei Faziesprovinzen zu. Die im südlichen und zentralen Dänemark verbreitete germanotype Faziesprovinz besitzt eine große lithologische Ähnlichkeit mit der Ausbildung des Keuper in Deutschland. Aus diesem Grunde ist eine Korrelation ohne weiteres möglich. Im nördlichen Dänemark ist die Provinz der nördlichen Randfazies ausgebildet, welche aufgrund ihrer Nähe zum Rand des Sedimentationsgebietes eine andere lithologische Ausbildung und Gliederung besitzt. Die Schichten des Muschelkalk und des Buntsandstein lassen sich gut mit den Schichteinheiten im deutschen Bereich korrelieren und zeigen äquivalente Formationen. Zu bemerken ist, dass insbesondere im Prä-Muschelkalk bis ins Permokarbon eine deutliche Trennung der Depozentren des nordpermischen und südpermischen Beckens durch das Ringköbing-Fünen Hoch und das Mittel Nordsee Hoch vorlag. Die einzelnen Formationen dieses Zeitabschnitts sind zwar teils, aufgrund ähnlicher fazieller Ausbildungen und Lithologien, gut zu korrelieren. Jedoch sind sie nicht gleichzusetzen.

Im Bereich des dänisch-norwegischen Beckens werden vier Evaporitzyklen des Zechstein beschrieben [Jacobsen, 1984]. Die darin vorkommenden Salinare bildeten durch Halokinese, wie auch die Zechsteinsalinare des zentraleuropäischen Beckens, in bestimmten Provinzen Salzdiapirstrukturen aus. Die *Rotliegend-Group* zeigt äquivalente Ausbildungen zum niederländischen und deutschen Sektor. Die *Rotliegend Group* wird unter anderem in die *Lower Rotliegend (Karl Formation)*, welche aus charakteristisch vulkanischen Sedimenten besteht und in die jüngere Auk Formation unterteilt [Evans et al., 2003]. Im dänisch-norwegischen Becken besteht die Auk Formation vorwiegend aus äolischen Sandsteinen.

**Tabelle 4.2:** Die stratigrafische Klassifizierung von Dänemark im Vergleich zur deutschen Stratigrafie

(SPBA, Abbildung 4.2-4.3)	(SPBA, Abbildung 4.2-4.3)
Nordland	Quartär-Miozän
Hordaland	Oligozän-Paläozän
Chalk	Oberkreide
Cromer & Knoll	Unterkreide
Farsund	Malm
Lola	Dogger-Lias
Keuper	Keuper
Muschelkalk	Muschelkalk
Bunter Sandstein	Buntsandstein
Zechstein	Zechstein
Rotliegend	Rotliegend

#### 4.1.1.3 Großbritannien

Der britische Sektor grenzt am äußersten nordwestlichen Ende des Entenschnabels an den deutschen Nordseesektor. Die gemeinsame Grenze hat jedoch nur eine Länge von wenigen Kilometern. Zudem sind nur im jüngeren Mesozoikum und im Rotliegend die Einheiten großflächig von Deutschland bis zum britischen Sektor ähnlich ausgeprägt. Die stratigrafische Einteilung im britischen Sektor vom Neogen bis zur Unterkreide ähnelt in groben Zügen der des dänischen Sektors. Größere Unterschiede treten ab der Einteilung des Jura auf. Der Oberjura (Malm) wird im britischen Sektor *Humber* genannt, der Mitteljura (Dogger) mit *West Sole* bezeichnet und der untere Jura wird wie auch in Deutschland als Lias angesprochen. Das Rhät wird als *Penarth* bezeichnet und der restliche Keuper, je nach Lage und Ausbildung, als *Haisborough Group* oder *Mercia Mudstone Group*. Die mittlere Trias wird, wie auch in Deutschland, als Muschelkalk bezeichnet, wobei in großen Teilen des britischen Sektors diese Abfolgen eine andere Fazies als die im zentralen Beckenbereich aufweisen. Der Buntsandstein wird als *Bacton* klassifiziert. Der Zechstein und die *Rotliegend Formation* im britischen Sektor zeigen einen äquivalenten stratigrafischen Aufbau zu den Niederlanden, Dänemark und Deutschland.

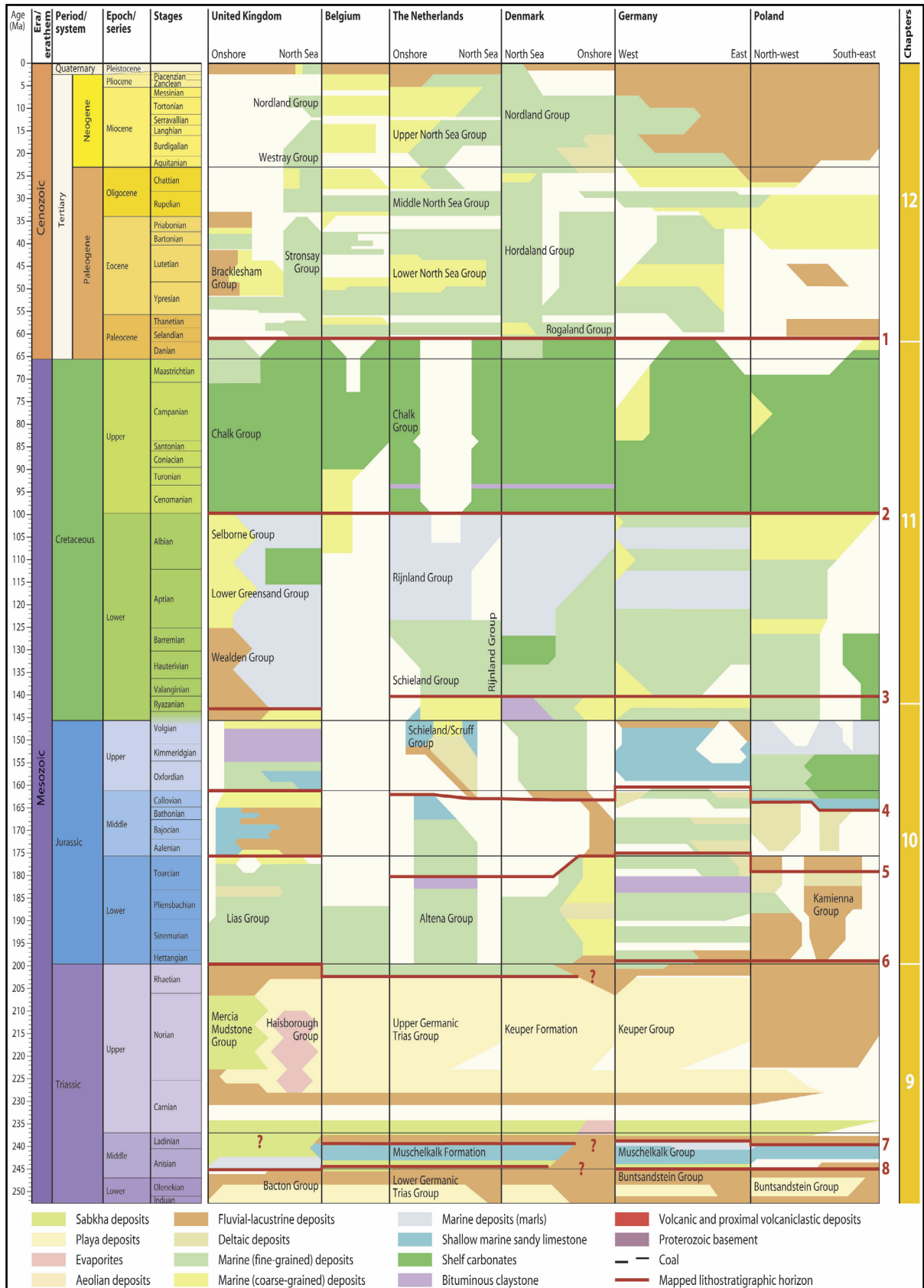


Abbildung 4.2: Tabellarischer Vergleich der stratigrafischen Klassifizierung der Anrainerstaaten (Großbritannien, Belgien, Niederlande, Dänemark, Deutschland, Polen) aus dem SPBA-Projekt 2010 [Doornenbal und Stevenson, 2010].

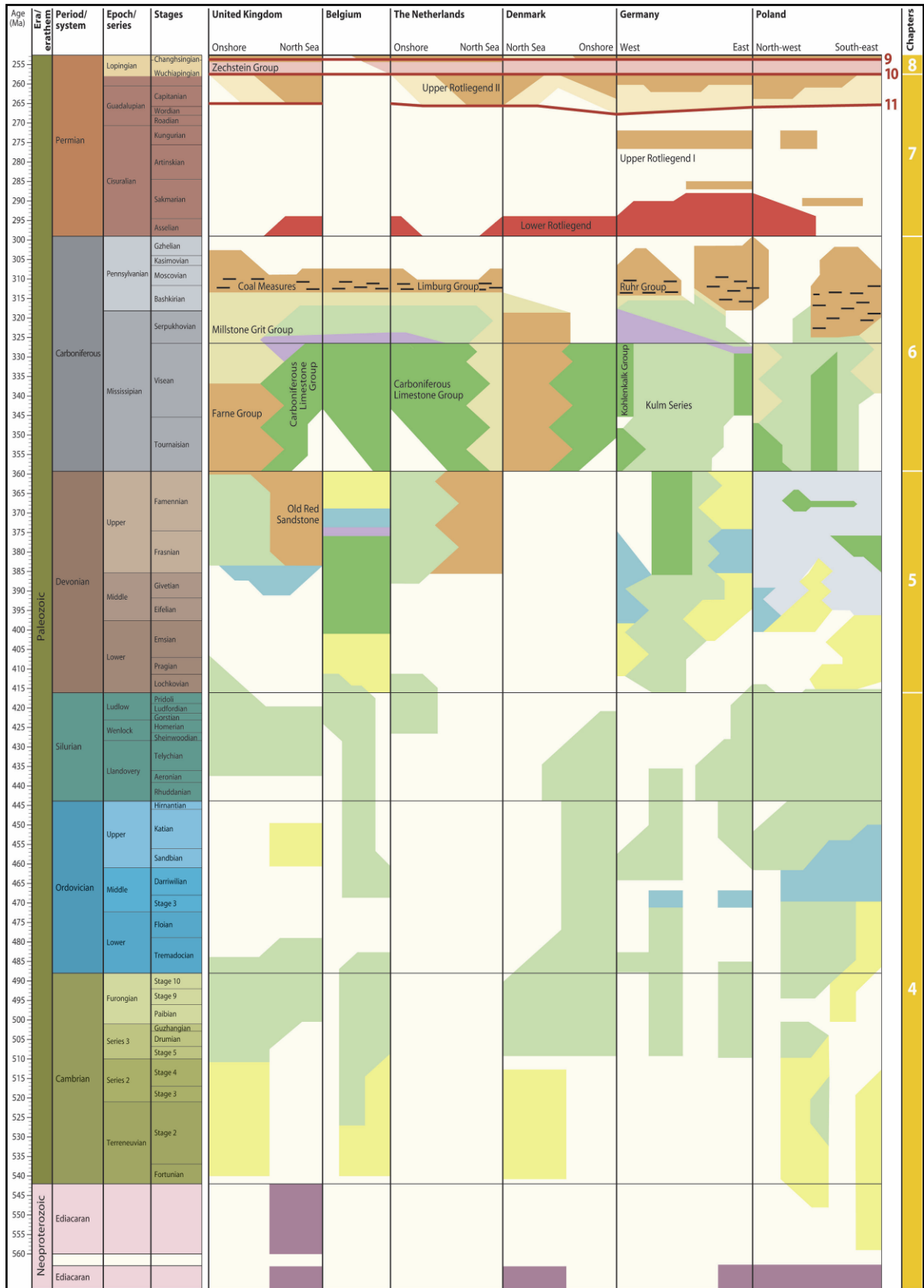


Abbildung 4.3: Zweiter Abschnitt der stratigrafischen Klassifizierung der Anrainerstaaten (Großbritannien, Belgien, Niederlande, Dänemark, Deutschland, Polen) aus dem SPBA Projekt 2010 [*Doornenbal und Stevenson, 2010*].



#### 4.1.1.4 Unterschiede und Gemeinsamkeiten bei der stratigrafischen Klassifizierung der Anrainerstaaten im SPBA

##### **Känozoikum**

Im SPBA-Atlas wird für die Tiefenlage und Mächtigkeitkarten, aufgrund einer besseren Korrelierbarkeit, die Kreide-Tertiär-Grenze einheitlich an der Oberfläche des Dan festgelegt. Chronostratigrafisch gehört das Dan zum Paläogen (Alttertiär), kann jedoch in den seismischen Daten nicht von der Oberkreide differenziert werden. Dies beruht auf dem ähnlichen lithologischen Aufbau von Oberkreide und Dan und damit dem fehlenden Impedanzkontrast an der Oberkreide-Dan Grenze. An der Oligozän-Miozän-Grenze (Burdigal-Rupel), im Bereich Großbritanniens, der Niederlande, Dänemarks und Deutschlands erschweren Diskordanzen und damit zusammenhängende Schichtlücken eine einheitliche Korrelation der geologischen Formationen.

##### **Mesozoikum**

Im Mesozoikum lässt sich eine meist übereinstimmende Grenze an der Basis der Oberkreide zwischen dem Cenoman und Alb setzen. Die Basis der Unterkreide wird im SPBA und Geotektonischen von Atlas Nordwest-Deutschland an der Basis der marinen Unterkreide dargestellt. Damit werden Wealden und Oberjura zu einer stratigrafischen Einheit zusammengefasst. Wobei zu berücksichtigen ist, dass der Wealden nicht über das gesamte Untersuchungsgebiet verbreitet ist und auch in Dänemark diesbezüglich eine Schichtlücke vorliegt. In Großbritannien bildet der Top der Volgian-Einheit die Kreide/Jura Grenze.

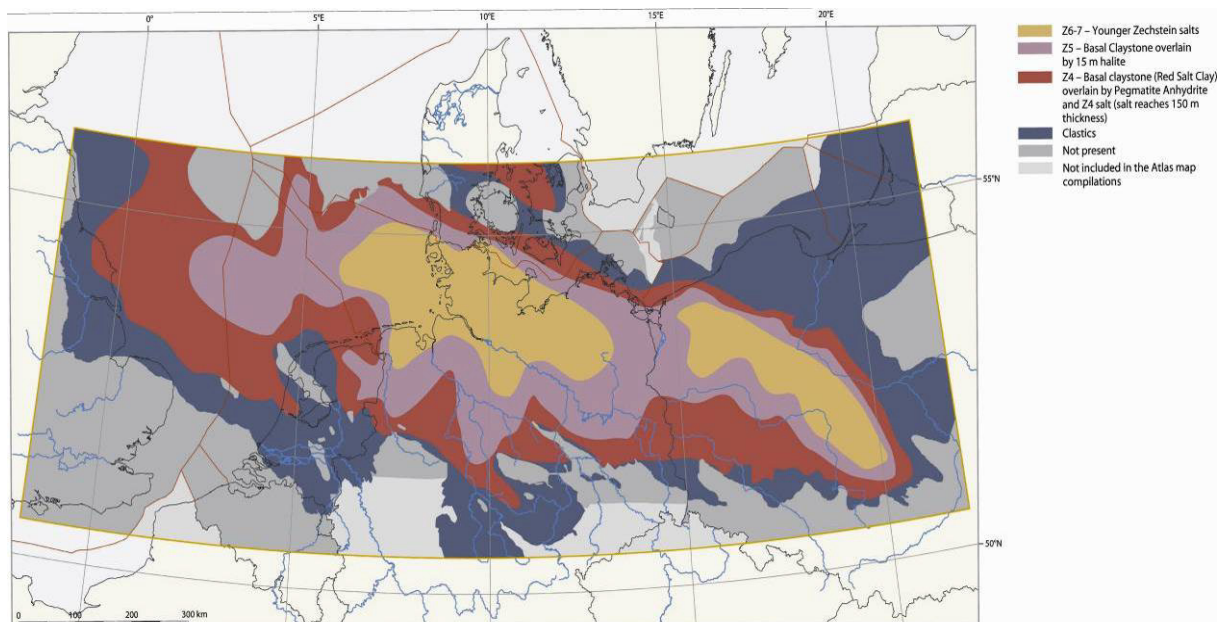
Eine Unstimmigkeit tritt am Übergang Oberjura/Mitteljura auf. Aufgrund des Vorhandenseins großflächiger Schichtausfälle im Bereich der Niederlande und Dänemarks ist eine einheitliche Nennung stratigrafischer Grenzen sehr erschwert. Die Basis des Rhät markiert im niederländischen Sektor und in Dänemark die Jura-Trias-Grenze. Deutschland bevorzugt die Basis des Hettang als Jura-Trias-Grenze, da diese nicht nur in Deutschland, sondern weltweit als eine prägnante Transgressionsgrenze angesehen wird.

Die Basis der triassischen Zyklen, wie der Volpriehausen-Folge oder des Röt sind gut nachvollziehbar und über große Bereiche des südpermischen Beckens gut zu korrelieren. In der Trias ist der Großteil der Differenzierung entlang der größeren Grabenstrukturen der Nordsee zu beobachten.

##### **Paläozoikum (Zechstein/Rotliegend)**

Das südpermische Becken wurde vermutlich schon permokarbonisch angelegt. Eine differenzierte sedimentäre Entwicklung wird dabei erst im oberen Rotliegend sichtbar. In den jüngeren Abfolgen des Oberrotliegend treten erste Salinarzyklen auf, die jedoch überwiegend im deutschen Bereich des Beckens ausgebildet sind. Die Randfazies mit guten Reservoirgesteinen ist dafür eher im Bereich der Niederlande erhalten. Der darauf folgende Zechstein wird in mehrere Evaporitzyklen unterteilt. Die jüngeren Zyklen (z6-z7) sind nur im Zentrum (Deutschland, Teile von Polen) des südpermischen Beckens abgelagert worden (Abbildung 4.4). Die unteren Zechsteinzyklen zeigen in den Randbereichen des Beckens markante randfazielle Ausbildungen. So können zum Beispiel im Werra-Zyklus (z1) in den Randbereichen des Beckens mächtige Plattformkarbonate ausgebildet sein, wohingegen die Salze stark zurücktreten. Je nachdem in welchem Bereich des ehemaligen Zechsteinbeckens man sich befindet ergeben sich dadurch teils stark

unterschiedliche lithologische Abfolgen. Das heutige halokinetisch geprägte Bild des südpermischen Beckens spiegelt auch die paläogeografische Verbreitung mächtiger Salinarzyklen (z2-z3) wider. Die Grenzen Zechstein-Trias und Rotliegend-Prä-Perm sind im SPBA Atlas chronostratigrafisch für das gesamte Zentraleuropäische Becken gleichgesetzt.



**Abbildung 4.4:** Verteilung der Zechsteinsalze des oberen Zechstein. Southern Permian Basin Atlas [[Doornenbal und Stevenson, 2010](#)].

#### 4.1.1.5 Konzeptentwicklung und dessen Umsetzung im deutschen Nordseesektor

Stratigrafische Interpretationen von Bohrungen, Karten und Profilen im Hoheitsgebiet der Anrainerstaaten können nicht eindeutig mit denen von Deutschland kombiniert werden, sondern müssen erst in das eigene Klassifizierungssystem überführt werden.

Eine weitere Herausforderung besteht in der Überführung von stratigrafischen Bezeichnungen aus älteren Bohrberichten in die heute angewandte Nomenklatur der stratigrafischen Einheiten. Zahlreiche regionale Synonyme erschweren den überregionalen Vergleich. Die Deutsche Stratigraphische Kommission (DSK) hat daher seit 1997 eine in ganz Deutschland anwendbare stratigrafische Gliederung in zwölf definierte Einheiten (Quartär, Neogen, Paläogen usw.) beschlossen, die seit 2000 durch eine allostratigrafische (Leitflächen-Stratigrafie) Folgentgliederung ergänzt wird. Die Stratigrafische Tabelle von Deutschland [[STD \(Deutsche Stratigraphische Kommission, 2002\)](#)] zeigt diese neuen Gliederungen und eine Auswahl traditioneller Bezeichnungen.

Die Probleme bei der länderübergreifenden Darstellung zeigen sich im SPBA-Atlas entlang der Grenzen zu Dänemark und den Niederlanden deutlich. Dies gilt insbesondere für die Basis der Ober- und Unterkreide im niederländischen Sektor sowie für die Basis Malm, Dogger und Lias im niederländischen und dänischen Sektor. Diskrepanzen im Bezug auf die zeitliche Einordnung der Markerhorizonte wie z.B. im Tertiär (Oligozän-Stratigrafie, Rupel-Basis) stellen weiteren

Diskussionsbedarf dar. Schließlich sind aufgrund der regional unterschiedlichen lithologischen Ausbildung der einzelnen stratigrafischen Einheiten, die seismischen Reflektoren nicht über den gesamten Bereich des Zentraleuropäischen Beckens als ein und derselbe stratigrafische Marker zu verfolgen. Somit fallen auch seismische Reflektoren nicht immer mit den ausgewählten stratigrafischen Marker zusammen (Abbildung 5.4).

## 4.1.2 Marker-*Surface*-Zuordnung

### 4.1.2.1 Regeln und Aufbau des Marker-*Surface*-Konzeptes

Im Folgenden wird das Marker-*Surface*-Konzept unter Berücksichtigung bereits bestehender stratigrafischer Zuordnungen beschrieben:

- Der Begriff Marker bzw. stratigrafischer Marker bezieht sich auf eine punktuelle stratigrafische Information im Bohrloch.
- Die *Surfaces* beschreiben seismische Leit-Reflektoren, die mehr oder weniger flächenhaft auskartierbar sind.

Die verwendeten Marker sind durch Log-Information oder durch geologische Bohrgutaufnahme gut zu fassen. Im Rahmen des Marker-*Surface*-Konzeptes werden die Epochen vom Quartär bis Devon berücksichtigt. Den meisten von Menning (1997) festgelegten stratigrafischen Einheiten wird ein Marker im Konzept zugewiesen. Die Marker werden immer an der Basis der jeweiligen stratigrafischen Einheit definiert (Abbildung 4.5). Die Nomenklatur und die Abkürzungen richten sich nach der derzeit gültigen Fassung (6. Auflage, 2002) des Symbolschlüssel Geologie, basierend auf der 1991 erschienenen 3. Version „Symbolschlüssel Geologie“ Preuss et al. [1991]. Die seismisch interpretierbaren Horizonte im GPDN-Projekt richten sich größtenteils nach der Einteilung im SPBA und dem Geotektonischen Atlas Nordwest-Deutschland.

Das Konzept umfasst zwei Referenztabellen, die als Grundlage für eine einheitliche Eingabe der Bohrungsdaten im Interpretationssystem (GeoFrame) dienen. Die erste Spalte der Tabelle (Abbildung 4.5) gibt das Alter an der Basis der geologischen Einheiten wider und richtet sich nach der Stratigrafischen Tabelle von Deutschland [STD (*Deutsche Stratigraphische Kommission*, 2002)]. Des Weiteren beinhaltet die Tabelle die bei der Bohrungseingabe verwendeten Marker- und Horizontnamen (Spalte 4) im GPDN-Projekt und die stratigrafische Einteilung nach Menning [2002] im Vergleich zu den Einheiten des Geotektonischen Atlas von Nordwest-Deutschland [Baldschuhn et al., 2001] und des SPBA [Doornenbal und Stevenson, 2010]. Die letzten drei Spalten der Referenztable beinhalten die tektonischen Ereignisse nach de Jager [2007], eine chronostratigrafische Darstellung der geologischen Einheiten und Aussagen zur Genese von Petroleumsystemen nach Kus et al. [2005].

Die zweite Tabelle (Abbildung 4.6) listet die verwendeten Marker im Bezug zu seismisch kartierbaren Horizonten auf. Zusätzlich beinhaltet die Tabelle eine Spalte mit gemittelten zu erwartenden seismischen Geschwindigkeiten für die einzelnen Formationen und die Polarität spezifischer seismischer Reflektoren. Ausgewählte Marker werden im Konzept seismischen Horizonten (*Surfaces*) zugewiesen. Insgesamt werden im Rahmen des GPDN Projekts 22 seismische Horizonte interpretiert. Die Auswahl der seismischen Horizonte, insbesondere im zentralen

deutschen Nordseesektor, erfolgt in erster Linie auf den Arbeiten zum Geotektonischen Atlas Nordwest-Deutschland. Es wird versucht die seismisch interpretierten Horizonte des Geotektonischen Atlas Nordwest-Deutschlands in den Bereich des Entenschnabels äquivalent zu verfolgen. Insbesondere im Jura muss im Bereich des Entenschnabels für die Erfassung der Reflektoren auf Arbeiten der Anrainerstaaten als Ausgangspunkt zurückgegriffen werden. Details zur Eingabe der geologischen Marker aus den Bohrberichten und zur Zuordnung der seismischen Horizonte werden im Kapitel „4.2 Konzept zur Bohrungseingabe“ ausführlich dargestellt.

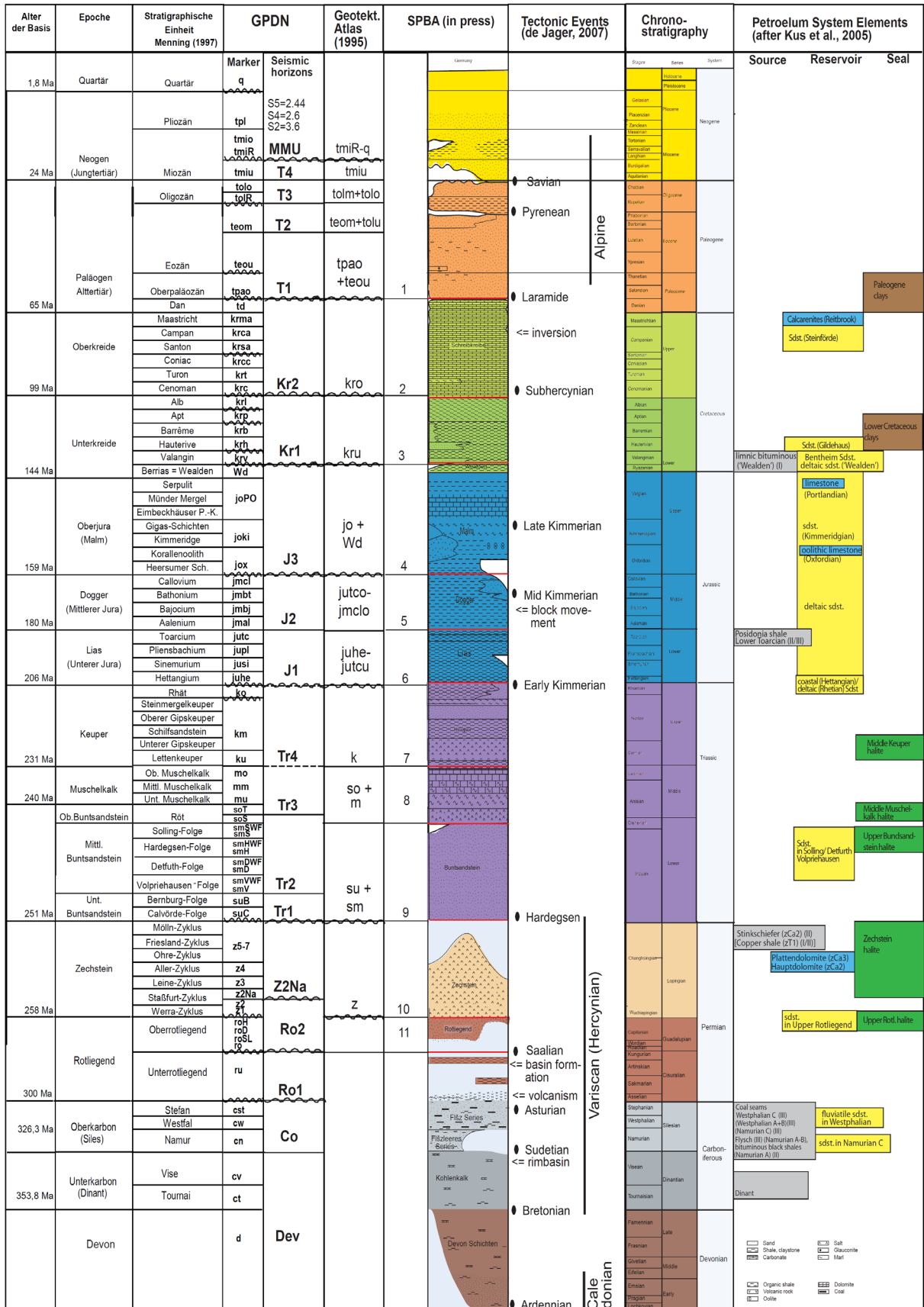


Abbildung 4.5: Stratigraphische Referenztafel, die die Zuordnung der Marker zu den seismischen Surfaces darstellt.

Geol. Marker		Haupt-formation	Seism. Horizont	Geschwindigkeit	Polarität Seismischer Reflektor der Referenzlinien (gr86-50 und g2002-17)
			Seafloor	1490	positiv
Quartaer	q		S5 / S4 / S2		
Pliozaen	tpl				
O.Miozaen			MMU		negativ
Miozaen	tmiR	U.Miozaen	T4	2000	positiv
Oligozaen	tolo	O.Oligozaen	T3		positiv
		U.Oligozaen			
		O.Eozaen			
		U.O.Eozaen			
	teom	M.Eozaen	T2		positiv
Eozaen	teou	U.Eozaen			
Tertiaer	tpao	Palaeozaen	T1		positiv
	td	Dan s.l.			
	krma	Maastricht		3000-4000	
	krca	Campan			
	krca	Santon			
	krcc	Kristallin			
	krt	Coniac			
O.Kreide	krk	Turon	Kr2		negativ
	krk	Cenoman			
	krk	Alb			
	krb	Barreme		1950	
	krh	Hauterive			
	krv	Valangin (internat.)	Kr1		positiv
Kreide	U.Kreide	Bueckeberg-F.(WD5+6)		2400	
	joPO	O.Malm			
	joki	Kimmeridge	J3		negativ
Malm	joox	Oxford			
	jmcl	Callov-Stufe		2200	
	jmbt	Bathonium			
	jmbj	Bajoc-Stufe			
Dogger	jmal	Aalenium	J2		negativ
	jutc	Toarc-Stufe			
	Jupl	Pliensbach-Stufe		1900	
	jusi	Sinemur-Stufe			
Jura	Lias	Hettang-Stufe	J1		positiv
	ko	O.Keuper (Rhaet)			
	km	M.Keuper			
Keuper	ku	U.Keuper/Lettenkohle	Tr4		?
	mo	O.Muschelkalk			
	mm	M.Muschelkalk			
Muschelkalk	mu	U.Muschelkalk			?
	soT	Roet-Gruppe (so 4+3)	Tr3		
O.Buntsandstein	soS	U.Roet-Salinar(so1)			
	smSWF	Solling-Wechselfolge		3000-4000	
	smS	Solling-Folge			
	smHWF	Hardegsen-Folge			
	smH	Hardegsen-Folge			
	smDWF	Detfurth-WF			
	smD	Detfurth-Folge			
	smVWF	Volpriehausen-WF			
M.Buntsandstein	smV	Volpriehausen-Folge	Tr2		?
	suB	Bernburg-Folge(su2)			
Trias	U.Buntsandstein	Calvoerde-Folge(su1)	Tr1		(positiv)
		Moelln-Serie(z7)		4500	
		Friesland Serie(z6)			
	z5-7	Ohre-Serie(z5)			
	z4	Aller-Serie(z4)			
	z3	Leine-Serie(z3)			
	z2Na	Stassfurt-Steinsalz (z2Na)	Z2Na		(negativ)
	z2	Stassfurt-Serie (z2)			
Zechstein	z1	Werra-Serie(z1)			
	roH				
	roD	Elbe-Subgruppe		4000	
	roSL				
O.ROTLIEGEND	ro	Havel-Subgruppe	Ro2		(negativ)
Perm	U.ROTLIEGEND	Mueritz-Subgruppe	(Ro1)	3200	(positiv)
	cst	Stefan			
		Westfal D			
		Westfal C			
		Westfal B		4000	
		Westfal A			
O.Karbon (Siles)	cw	Westfal A			?
	cn	Namur	Co		
	cv	Vise			
Karbon	U.Karbon (Dinant)	Tournai	Dev		?
Devon	M.Devon	M.Devon			
			B		?

Abbildung 4.6: GPDN-Marker Tabelle mit seismischen Formationsgeschwindigkeiten und der Polarität (akustische Impedanz) seismischer Reflektoren.

### 4.1.2.2 Beschreibung der Konzepttabelle

Im folgenden Abschnitt wird die Markertabelle im Detail beschrieben. Der erste Tabellenauszug (Tabelle 4.3) zeigt den Abschnitt vom Quartär (q) bis zur Basis des Paläozän (tpa) mit der dazugehörigen stratigrafischen Einteilung nach Menning [2002]. Das Paläozän ist dabei in Oberpaläozän (tpao) und Dan (td) unterteilt. Zusätzlich sind die Abkürzungen der geologischen Marker sowie die zugewiesenen seismischen Horizonte ersichtlich.

### Känozoikum

Im Neogen werden insgesamt drei seismische Horizonte kartiert. Die Basis des Quartär, als oberste geologische Fläche wird durch Arbeiten innerhalb des GPDN-Moduls A genauer erfasst. Die Kartierung des Neogen bis zur MMU (*Mid Miocene Unconformity*) wird von den Mitarbeitern des GPDN-Moduls C vorgenommen. Dieser stratigrafische Abschnitt ist durch die Deltaablagerungen des „Eridanos Deltas“ (Baltisches Flusssystem) geprägt. Da die meisten Bohraufnahmen das Neogen nur ungenügend im Detail erfassen, erfolgt die Kartierung nach sequenzstratigrafischen Vorgehensweisen. Die Marker und Datierungen aus den Bohrberichten sind im Neogen und in Abschnitten des Paläogen zudem häufig widersprüchlich und ungenau. Ausgewählte Bohrungen mit noch vorhandenem Bohrmaterial werden im Rahmen des Projektes mikropaläontologisch neu bewertet. Die MMU (*Mid Miocene Unconformity*) ist nahe der Basis des Neogen der hervorstechende seismische Horizont. Im Liegenden der MMU werden sechs geologische Marker aus den Bohrdaten erfasst. Weiterhin sind vier stärkere seismische Reflektoren (T1-T4) in dieser Formation ausgebildet. Diese sind die Basis des Miozän (tmio, T4), die Basis des Rupel (tolR, T3), die Basis des mittleren Eozän (T2) und der Übergang vom Oberpaläozän ins Dan (T1).

Tabelle 4.3: Abschnitt 1 der stratigrafischen Referenztable

Alter der Basis	Epoche	Stratigraphische Einheit Menning (1997)	GPDN	
1,8 Ma	Quartär	Quartär	Marker q	Seismic horizons
		Pliozän	tpl	
24 Ma	Neogen (Jungtertiär)	Miozän	tmio	MMU
			tmiR	
			tmiu	
65 Ma	Paläogen (Alttertiär)	Oligozän	tolo	T3
			tolR	
		Eozän	teom	T2
			teou	T1
			Oberpaläozän	
Dan	tpao			
td				

## Mesozoikum

Der zweite Tabellenabschnitt (Tabelle 4.4) beschreibt die Oberkreide bis zum unteren Buntsandstein. Für die Ober- und Unterkreide werden zwei seismische Horizonte kartiert, die auch jeweils nahe der Basis der Epochen liegen. Größere Abweichungen können an der Basis Unterkreide auftreten durch Schwankungen in Mächtigkeit und Verbreitung des Wealden. Für die Oberkreide mit dem Basismarker Cenoman (krc) wird der seismische Horizont Kr2 kartiert. Die stratigrafischen Einheiten Santon und Coniac sind in einigen Bohrberichten nicht differenziert aufgenommen. Wenn im Bohrbericht Santon-Coniac zusammen genannt wird, ist krcc (Coniac) als Basismarker zu nehmen. Santon (krca) und Coniac (krcc) werden jedoch weiterhin als eigenständige Marker betrachtet. Die Basis der marinen Unterkreide (kru) wird dem seismischen Horizont Kr1 zugewiesen. Die marine Unterkreide umfasst das Valangin bis zum Alb. Dem Marker Berrias/Wealden ist kein seismischer Horizont zuzuordnen. Die Basis des Oberjura (Malm) entspricht der Basis des Oxford (jox). Der J3-Horizont ist im Zentralgraben meist ein deutlich zu kartierender Reflektor. Die Basis des mittleren Jura (Dogger) bildet die stratigrafische Einheit Aalen (jmal). Dieser stratigrafischen Einheit wird der seismische Horizont J2 zugeteilt. Dessen Verbreitung ist im Bereich des deutschen Nordseesektors vermutlich sehr lückenhaft. Der seismische Horizont J1 entspricht der Basis des Unterjura (Lias) mit der tiefsten stratigrafischen Einheit Hettang (juhe). Dieser seismische Reflektor ist aufgrund seiner Charakteristik meist sehr gut zu verfolgen. Insgesamt werden somit drei seismische Horizonte im Jura kartiert.

Die Trias wird entsprechend der germanischen Trias (Keuper, Muschelkalk, Buntsandstein) untergliedert. Der Basis des Keuper wird der seismische Reflektor Tr4 zugeordnet. Aufgrund des fließenden lithologischen Übergangs vom Muschelkalk in das Röt ist die Basis des Muschelkalk kein guter Reflektor. Die Zuordnung des Horizonts Tr3 zu einem geologischen Marker ist noch nicht abschließend betrachtet (Top oder Basis der Einheit soS), wird jedoch noch im weiteren Verlauf der Interpretation festgelegt werden. Es ist zu vermuten, dass die Oberfläche des Rötalinars aufgrund des lithologischen Wechsels zu Tonabfolgen im Top seismisch klar erkennbar sein wird. Da das Rötalinare jedoch abschnittsweise nur geringmächtig ausgeprägt ist und der Übergang zur liegenden Solling-Folge wenig Reflektanz aufweist, kann die Basis des Rötalinars in diesen Fällen nicht immer in der Seismik aufgelöst werden. Somit würde eine Kartierung der Oberfläche Rötalinare erfolgen, was jedoch nicht mit dem Geotektonischen Atlas Nordwest-Deutschland übereinstimmen würde. Hier wurde die Basis des oberen Buntsandstein erfasst, was dem Marker soS, der Salinarbasis entspricht. Beim mittleren Buntsandstein werden die Sandstein- und Wechselfolgen als Marker aufgenommen. Die am tiefsten liegende stratigrafische Einheit des mittleren Buntsandsteins, die Volpriehausen-Folge (smV) ist in etwa dem seismischen Horizont Tr2 zuzuordnen. Die Schwierigkeiten bei der Zuordnung der Tr1-*Surface* zur Basis Buntsandstein werden im Kapitel „5.3 Ergebnisse: Interpretation seismischer Horizonte“ beschrieben. Die Schwierigkeiten bei der Zuordnung des Markers entstehen unter anderem aus der unterschiedlichen Zuordnung des Bröckelschiefers, nach alter Stratigrafie zum Buntsandstein bzw. nach neuer zum Zechstein [[Subkommission-Perm-Trias, 1993](#)].



Je nachdem zu welchem Zeitpunkt die Bohrinformation erhoben wurde, ist ein Abgleich mit der zu diesem Zeitpunkt angewandten stratigrafischen Einteilung nötig. In einem Großteil der Bohraufnahmen wurde jedoch der Bereich des unteren Buntsandstein und des oberen Zechstein nicht eindeutig unterteilt, sodass eine Zuordnung der Bohrmarker erschwert wird.

**Tabelle 4.4:** Abschnitt 2 der stratigrafischen Referenztablelle

99 Ma	Oberkreide	Maastricht	krma	Kr2	
		Campan	krca		
		Santon	krsa		
		Coniac	krcc		
		Turon	krt		
		Cenoman	krc		
144 Ma	Unterkreide	Alb	krl	Kr1	
		Apt	krp		
		Barrême	krb		
		Hauterive	krh		
		Valangin	kry		
		Berrias = Wealden	Wd		
159 Ma	Oberjura (Malm)	Serpulit	joPO	J3	
		Münder Mergel			
		Eimbeckhäuser P.-K.			
		Gigas-Schichten	joki		
		Kimmeridge			
		Korallenoolith	jox		
Heersumer Sch.					
180 Ma	Dogger (Mittlerer Jura)	Callovium	jmcl	J2	
		Bathonium	jmbt		
		Bajocium	jmbj		
		Aalenium	jmal		
206 Ma	Lias (Unterer Jura)	Toarcium	jutc	J1	
		Pliensbachium	jupl		
		Sinemurium	jusi		
		Hettangium	juhe		
231 Ma	Keuper	Rhät	ko	Tr4	
		Steinmergelkeuper	km		
		Oberer Gipskeuper			
		Schilfsandstein			
		Unterer Gipskeuper			
		Lettenkeuper	ku		
240 Ma	Muschelkalk	Ob. Muschelkalk	mo	Tr3	
		Mittl. Muschelkalk	mm		
		Unt. Muschelkalk	mu		
251 Ma	Ob. Buntsandstein	Röt	soT soS	Tr2	
	Mittl. Buntsandstein	Solling-Folge	smSWF smS		
		Hardeggen-Folge	smHWF smH		
		Detfuth-Folge	smDWF smD		
		Volpriehausen - Folge	smVWF smV		
	Unt. Buntsandstein	Bernburg-Folge	suB		Tr1
		Calvörde-Folge	suC		

**Paläozoikum**

Der dritte Abschnitt zeigt das Perm bis zum Devon (Tabelle 4.5). Die Einheiten vom Mölln-Zyklus bis zum Ohre-Zyklus (z5 bis z7) werden als ein Marker z5-z7 zusammengefasst. Der seismische Reflektor Z2Na liegt innerhalb der z2-Serie und repräsentiert den Top des Basal-Anhydrit des Staßfurt-Zyklus. Die Basis des z2-Zyklus liegt meist nur wenige Meter unterhalb dieses Horizontes. An den Staßfurt-Zyklus schließt sich der meist nur gering mächtige Werra-Zyklus (z1) an. Detaillierte Beschreibungen zur seismischen Interpretation des Zechstein sind dem Abschnitt 5.4 „Ergebnisse: Interpretation seismischer Horizonte“ zu entnehmen. Das Oberrotliegend wird an der Basis durch den seismischen Horizont Ro2 definiert. Die unteren Einheiten des Oberrotliegend, sowie das Unterrotliegend, wurden nur in wenigen Bohrungen, im nordwestlichen Arbeitsgebiet angetroffen. In einem Bereich des Zentralgrabens, erteuften Bohrungen jedoch Unterrotliegend-Vulkanite. Durch die lückenhafte Verbreitung des Unterrotliegend ist in großen Bereichen des Arbeitsgebietes zu erwarten, dass nur der Ro2-Reflektor kartierbar ist und dort auch die Diskordanz zum Prä-Perm definiert.

**Tabelle 4.5:** Abschnitt 3 der stratigrafischen Referenztablelle

258 Ma	Zechstein	Mölln-Zyklus	z5-7	Z2Na
		Friesland-Zyklus		
		Ohre-Zyklus		
		Aller-Zyklus	z4	
		Leine-Zyklus	z3	
		Staßfurt-Zyklus	z2Na	
		Werra-Zyklus	z2 z1	
300 Ma	Rotliegend	Oberrotliegend	roH roD roSL ro	Ro2
		Unterrotliegend	ru	Ro1
326,3 Ma	Oberkarbon (Siles)	Stefan	cst	Co
		Westfal	cw	
		Namur	cn	
353,8 Ma	Unterkarbon (Dinant)	Vise	cv	Dev
		Tournai	ct	
	Devon		d	

#### 4.1.2.3 Zuordnungskriterien seismischer Horizonte

Die durch Bohrungen erfassten geologischen Marker werden mit seismischen Reflektoren in Bezug gestellt um kartierbare Horizonte zu definieren. Die seismischen Horizonte werden jeweils nach ihrer seismischen Charakteristik im Arbeitsgebiet genauer definiert. Erste Ergebnisse zu ausgewählten Horizonten sind dem Kapitel 5 zu entnehmen.

Im Neogen zeigt die Reinbekstufe im Bereich der tonigen Basis einen charakteristischen Peak im Gamma-Ray-Log, den sogenannte Gamma-Marker (Abbildung 4.7).

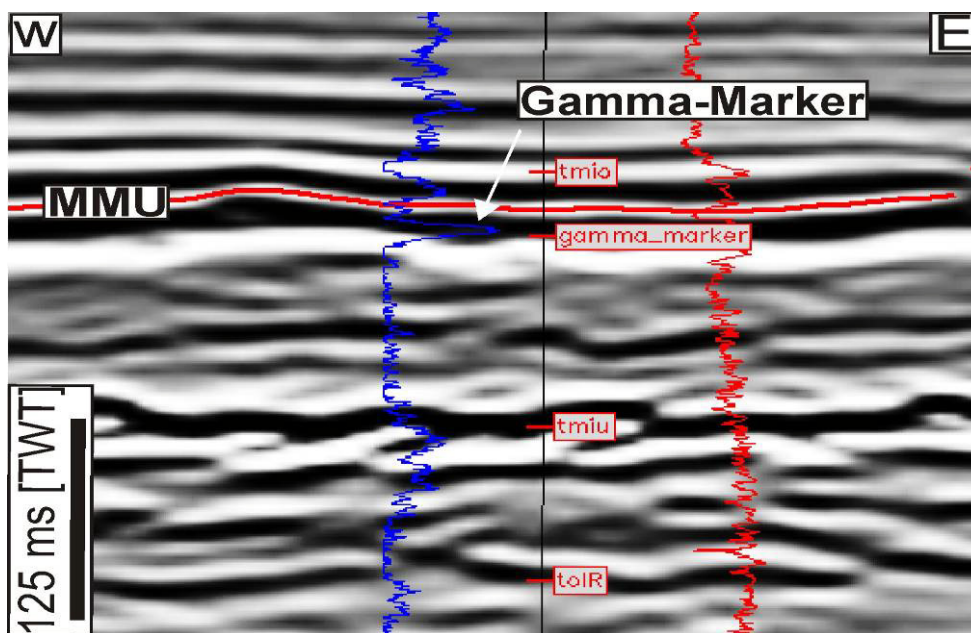
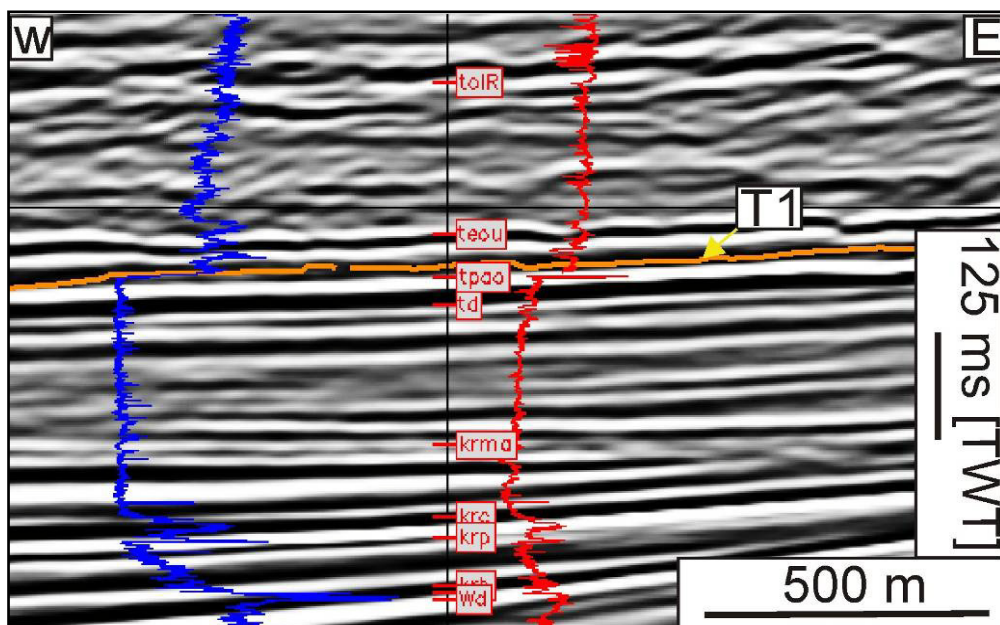


Abbildung 4.7: Der Gamma-Marker im seismischen Profil.

Die hohe Intensität des Gamma-Ray-Logs ist ein Indiz für die hohen organischen Gehalte der Basistone. In der Seismik ist die Reinbekbasis (tmiR; Basis Mittelmiozän) und der zugewiesene seismische Horizont MMU (*Mid Miocene Unconformity*) durch einen deutlichen Reflektor gekennzeichnet, der die Basis einer in weiten Teilen der Nordsee verbreiteten Downlap-Sequenz bildet. Diese Downlap-Sequenz wird durch die Progradation des „Eridanos Deltas“ (Baltisches Flusssystem) verursacht (Abbildung 4.16). Die MMU ist durch eine negative Polarität charakterisiert.

Im Liegenden der MMU folgt der T4-Reflektor (tmiu) mit einer positiven seismischen Polarität. Dieser wellig verlaufende Reflektor entspricht in etwa der Basis Miozän (Abbildung 4.7). In Abbildung 4.16 ist ein seismisches Profil dargestellt, das für die deutsche Nordsee (und darüber hinaus) ein typisches chaotisches Reflexionsmuster im Liegenden der MMU bis zur Basis des toIR (T3) Markers zeigt. Das seismische Bild ist auf die Kompaktion Wasser übersättigter feinklastischer Sedimente zurückzuführen [Cartwright, 1994]. Die Rupel-Basis (toIR), ist durch eine positive Geschwindigkeitsanomalie charakterisiert (T3-Reflektor), die durch Kalkmergeleinschaltungen in diesem Bereich hervorgerufen wird. Der Reflektor T2 definiert die Basis des Mittel- bis Obereozän (teom bis teoo). Dieser Abschnitt des Eozän ist meist in der stratigrafischen Ansprache in Bohrberichten nur ungenügend

erfasst oder in der zeitlichen Zuordnung sehr widersprüchlich. Der Basis des Eozän kann aufgrund der fehlenden seismischen Reflektivität kein seismischer Horizont zugewiesen werden. Das Untereozän ist jedoch in den stratigrafischen Berichten einer Vielzahl an Bohrungen gut erfasst. Die Basis des Oberpaläozän (tpao) tritt aufgrund fazieller Wechsel zwischen dem Dan und dem Eozän deutlich als seismischer Reflektor hervor (Abbildung 4.8). Detaillierte Beschreibungen zur seismischen Interpretation der Basis des Oberpaläozän sind im Kapitel 5.2 „Ergebnisse: Interpretation der seismischen Horizonte“ zu entnehmen.



**Abbildung 4.8:** Die kartierte Basis des Oberpaläozän (T1-Horizont) im seismischen Profil.

Die Grenze Ober-Unterkreide ist anhand Sonic-Logs deutlich zu erkennen. In der Regel ist an der Basis der Oberkreide das Cenoman ausgebildet. Am Übergang Dan zu Oberkreide ist eine tendenzielle Zunahme der Schall-Laufzeiten der Sonic-Kurven erkennbar. Eine deutliche Laufzeitzunahme ist eher ab der Basis Oberkreide in die liegende Unterkreide festzustellen (Abbildung 4.9). Die Basis der marinen Unterkreide (positive Polarität) ist meist durch eine Diskordanzfläche gekennzeichnet, die als seismischer Horizont Kr1 kartiert wird. In der Regel folgt im Hangenden dieser Diskordanz das Valangin (krv). Detailliertere Aussagen sind erst nach einer genaueren Korrelation der Bohrdaten und einer flächendeckenden Kartierung des Horizontes möglich. Im deutschen Nordseesektor ist der Jura nur entlang von Gräben erhalten. Die seismische Interpretation des Jura, im zentralen deutschen Nordseesektor, ist durch die geringe Mächtigkeit und fleckige Verbreitung erschwert. Ergebnisse aus seismischen Sektionen im Gebiet des Horngrabens deuten dennoch auf Vorkommen von Jura hin. Dies muss jedoch noch genauer untersucht werden. Dagegen ist der Jura im Entenschnabel mit hohen Mächtigkeiten ausgebildet. Die seismischen Horizonte J1 und J3 sind dort insbesondere im Bereich des Zentralgrabens flächig kartierbar (Abbildung 4.10). Die Verbreitung des mittleren Jura im Entenschnabel ist bis jetzt noch nicht geklärt.

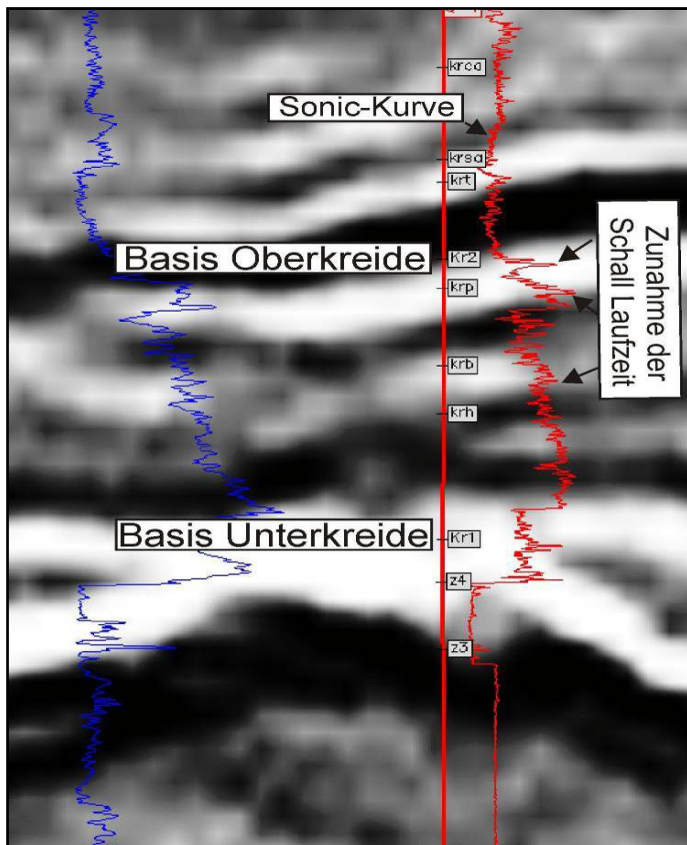


Abbildung 4.9: Am Übergang von der Oberkreide zur Unterkreide zeigt sich eine deutliche Zunahme der Schall-Laufzeiten in den Sonic-Logs.

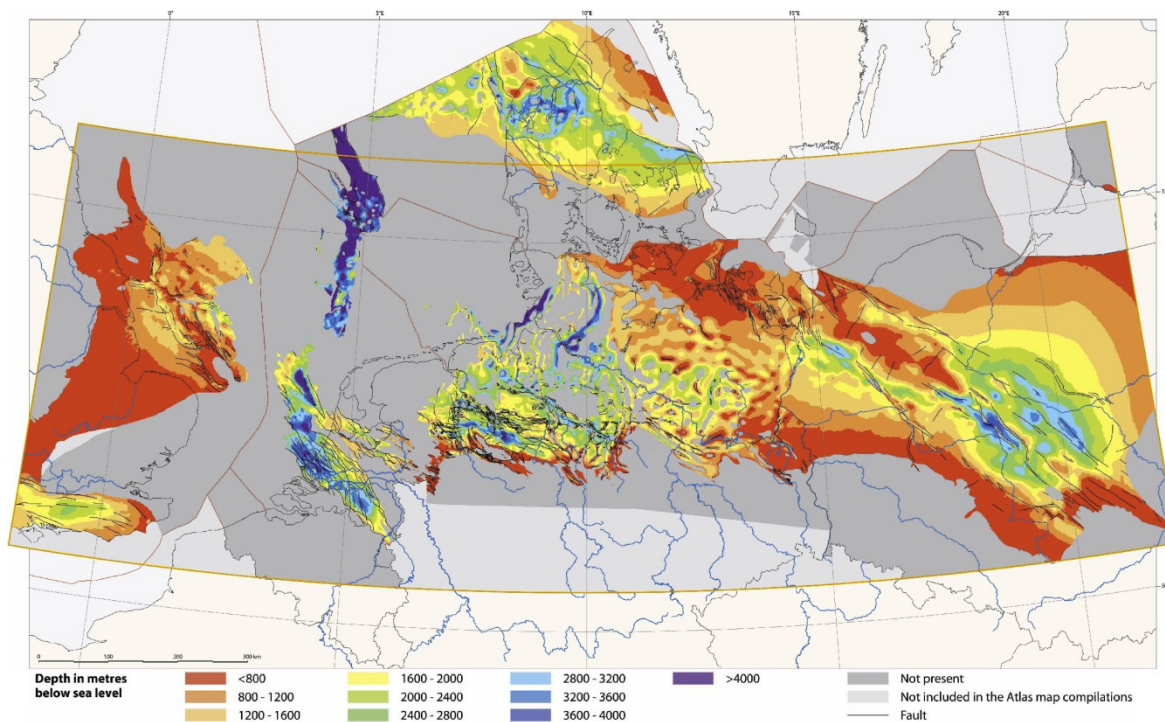
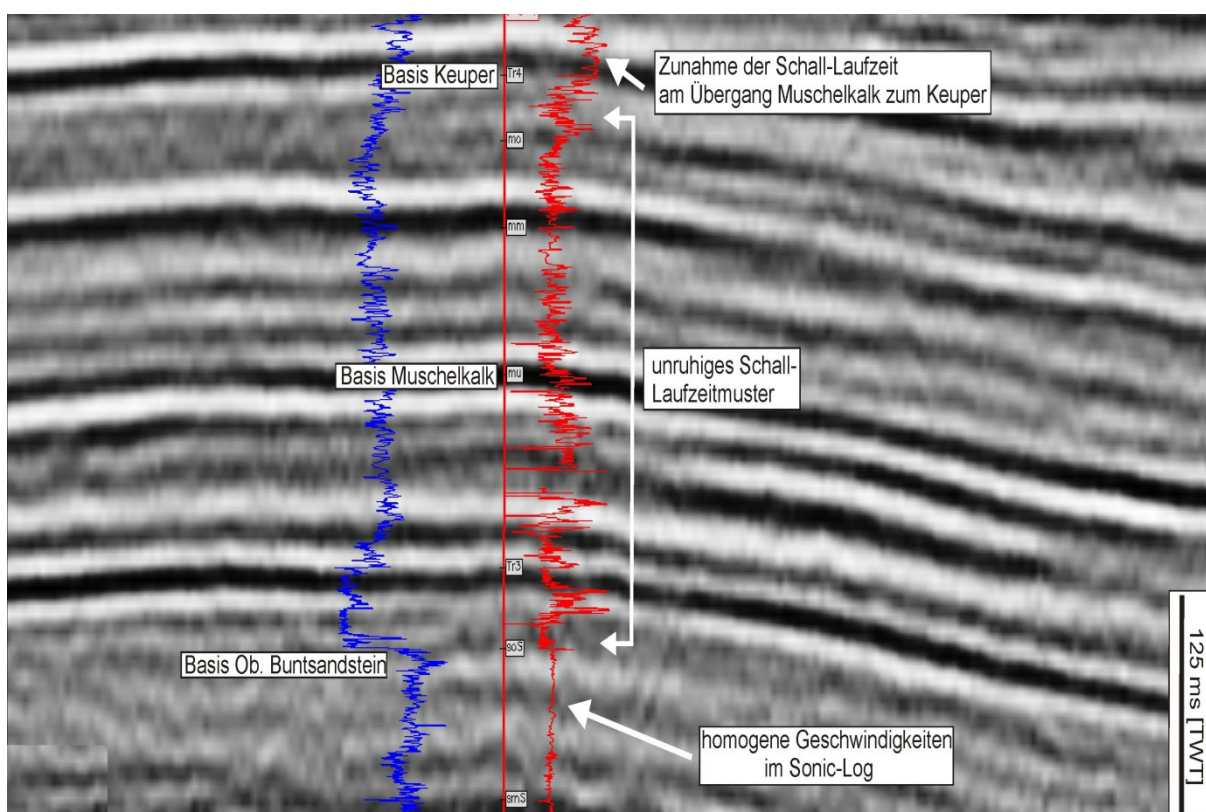


Abbildung 4.10: Tiefenlage der Basis des unteren Jura (Basis des Lias). Der Jura ist im deutschen Nordseesektor überwiegend im Bereich des Zentralgrabens erhalten. Southern Permian Basin Atlas [[Doornenbal und Stevenson, 2010](#)].

Da Jura und Keuper großflächig erodiert wurden, erweist sich die Interpretation dieser Formationen als schwierig. Der Übergang vom Keuper zum Muschelkalk (Tr4-Horizont) drückt sich in Sonic-Logs mit einer Abnahme der Schall-Laufzeiten also durch hohe Geschwindigkeiten aus (Abbildung 4.11). Der Abschnitt zwischen Röt und der Basis Keuper zeichnet sich durch mehrere starke Reflektoren aus, die unter anderem das Salinar im mittleren Muschelkalk andeuten.

Der obere Buntsandstein und der Muschelkalk werden zu einer Geschwindigkeitseinheit zusammengefasst. Die Einheit Muschelkalk zeigt zudem meist nur geringe Mächtigkeitsschwankungen. Im Sonic-Log lässt sich die zusammengefasste Röt und Muschelkalk-Einheit leicht von dem hangenden Keuper und dem liegenden mittleren Buntsandstein unterscheiden (Abbildung 4.11). Der mittlere Buntsandstein drückt sich in den Sonic-Logs mit homogenen und geringeren Schalllaufzeiten als der hangende obere Buntsandstein aus (Abbildung 4.11).

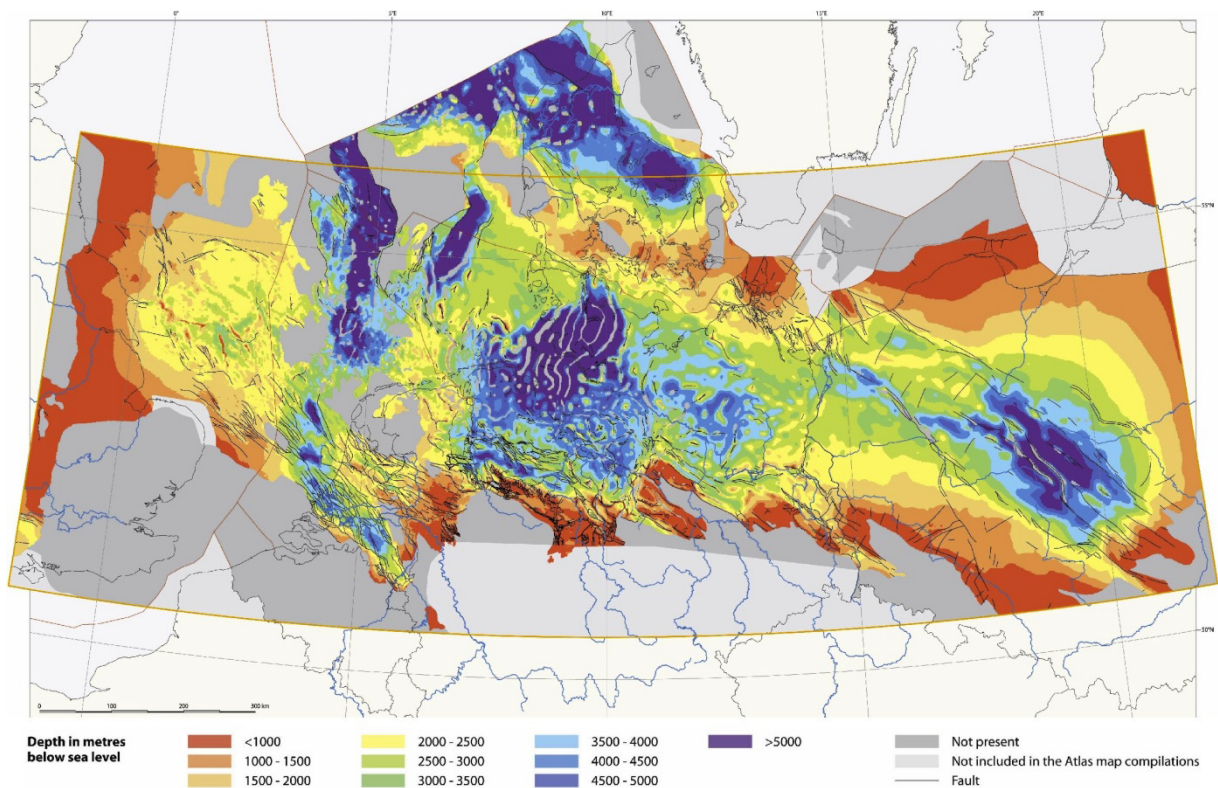


**Abbildung 4.11:** Ausschnitt eines seismischen Profils im zentralen Bereich des deutschen Nordseesektors. Bohrung mit dazugehörigem Gamma-Ray- (blaue Linie) und Sonic-Log (rote Linie). Der obere Buntsandstein und der Muschelkalk werden zu einer Geschwindigkeitseinheit zusammengefasst. Im Sonic-Log treten die Unterschiede der Röt/Muschelkalk-Einheit zum hangenden Keuper und dem liegenden mittleren Buntsandstein deutlich hervor.

Der mittlere Buntsandstein ist in einer sandig bis feinklastischen Fazies ausgebildet und zeigt sehr homogene Geschwindigkeiten im Sonic-Log. Die Basis des mittleren Buntsandstein (Volpriehausen-Folge; smV) ist häufig sowohl im Gamma-Ray-Log als auch im Sonic-Log wiederzufinden. Der Reflektor im Bereich der Basis Volpriehausen ist in großen Bereichen des deutschen Sektors meist gut zu kartieren. Im Bereich des Nordschillgrundes ist die Volpriehausen-Folge teils stark erodiert. Im westlich angrenzenden Zentralgraben ist der Reflektor wieder gut zu verfolgen. Der

entsprechende Tr2-Reflektor ist jedoch in seiner Deutlichkeit nicht so gut wie der Tr3- und Tr1-Reflektor ausgebildet.

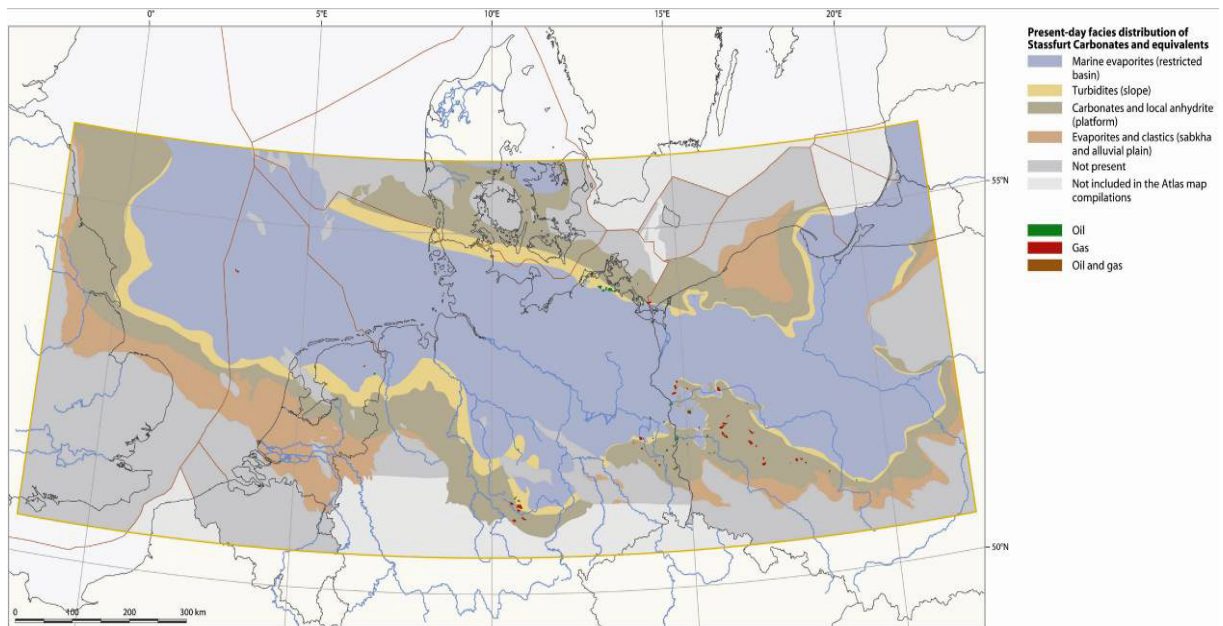
Die eigentliche Basis Buntsandstein (Abbildung 4.12) ist ein häufig unscheinbarer positiver Reflektor und in seismischen Profilen oft schwer erfassbar. Der Reflektor-Tr1 liegt aber meist nahe der Basis Buntsandstein und zeichnet bis auf Ausnahmen deren Geometrie nach. Der Bröckelschiefer im Übergang Buntsandstein zum Zechstein ist zusätzlich durch erhöhte Gammastrahlung und geringere Schallhärten auszumachen. Die oftmals geringen Kontraste in diesem Bereich ergeben sich aus dem fließenden Übergang von Feinsandstein- bis Tonstein-Wechselagerungen des unteren Buntsandstein in die oberen Abfolgen des Zechstein, die aus einer Wechselagerung von Evaporiten und Tonsteinen bestehen. Die Anhydrit-/Karbonat-/Salz-Wechsel im liegenden oberen Zechstein treten meist deutlicher als Reflektoren hervor als die Basis Buntsandstein.



**Abbildung 4.12:** Tiefenlage der Basis des unteren Buntsandstein. Southern Permian Basin Atlas [*Doornenbal und Stevenson, 2010*].

Der deutliche Impedanzkontrast ( $z_{2Na}$ ) im Bereich der Basis der Zechsteinsequenz ist durch den Lithologiewechsel zwischen dem hangenden Salz und den liegenden Anhydrit-/Karbonatfolgen des Staßfurt-Zyklus ( $z_2$ ) bestimmt (Abbildung 4.13). Als saline Abfolge zeigt der Zechstein im Sonic-Log einen überwiegend konstanten Geschwindigkeitsverlauf.

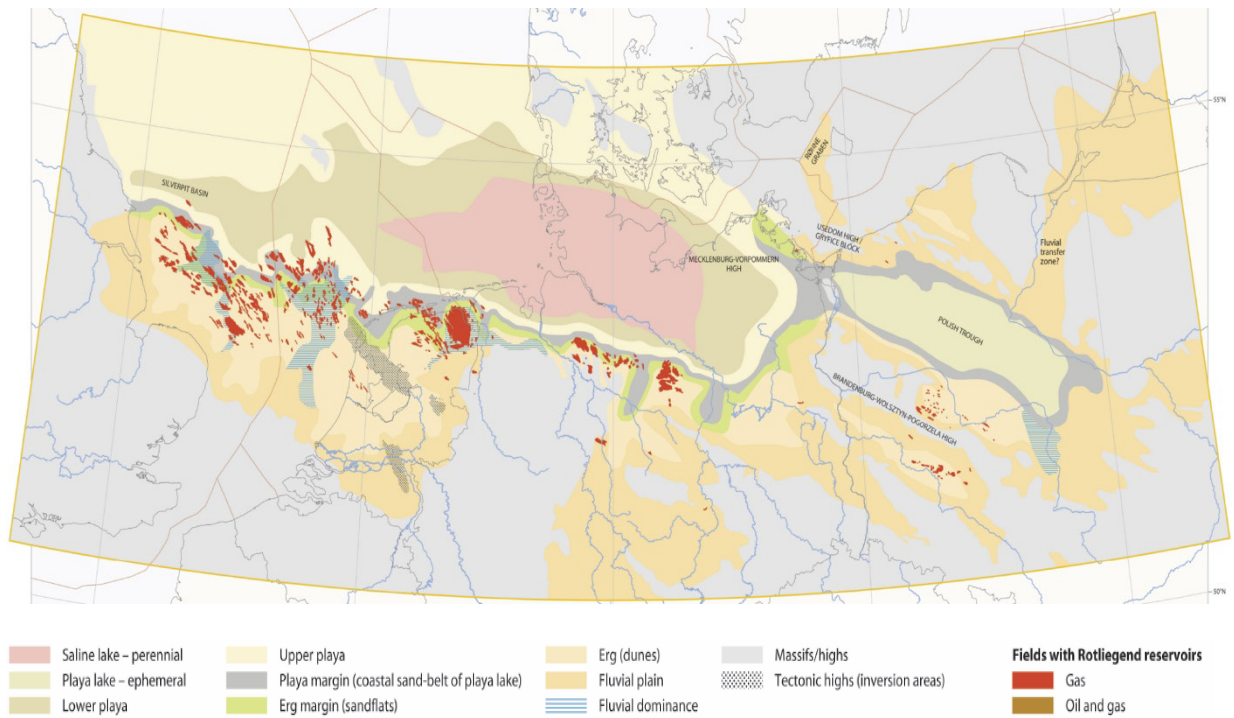
Im Liegenden davon folgen in Teilen des deutschen Nordseesektors wiederum Salinarabfolgen des Oberrotliegenden. Diese zeigen eine häufigere Zyklik als die Abfolgen des Zechsteins. Durch eine halokinetisch bedingte Verformung der Basis Zechstein fallen in der Seismik insbesondere die mobilisierten Rotliegenden-salinare auf (Abbildung 5.7).



**Abbildung 4.13:** Faziesverteilung Staßfurt. Southern Permian Basin Atlas [[Doornenbal und Stevenson, 2010](#)].

Der Übergang vom Zechstein ins Oberrotliegend wird in der Regel durch einen negativen seismischen Reflektor dargestellt. Ob und wie sich das Bild des Reflektors im deutschen Nordseesektor ändert wird teils in Kapitel 5 (Ergebnisse: Interpretation seismischer Horizonte) dargestellt, ist jedoch noch nicht abschließend betrachtet. Je nach stratigrafischer Bearbeitung der Bohrberichte kann es beim Rotliegend Probleme hinsichtlich der stratigrafischen Zuordnung und der Korrelation geben. Es wird grob in Unterrotliegend (ru, seismischer Basis Reflektor Ro1) und Oberrotliegend (ro) mit dem seismischen Reflektor Ro2 als Basis unterteilt. Die noch näher zu betrachtende Annahme ist, dass der Reflektor Ro2 stärker ausgebildet ist beim Vorhandensein von Rotliegend-Salinar, da so ein größerer Impedanzkontrast zum Liegenden vorliegen würde. Das Rotliegendesalinar ist in einem Streifen vom südlichen zentralen Nordseesektor bis ins nordwestdeutsche Becken verbreitet ([[Reinhold et al., 2008](#)]; Abbildung 4.14). Die Verbreitung nach Norden und nach Nordwesten bis in den Entenschnabel muss noch genauer untersucht werden. Im Oberrotliegend wird die Hannover (roH)- und Dethlingen-Formation (roD) unterschieden. Die darunter folgenden Einheiten der Havel-Subgruppe werden aufgrund ihrer teils schwer vergleichbaren Ansprache und Erfassung in Bohrungen nicht genau unterschieden und den Basismarker ro zugeordnet, der die Basis des Oberrotliegend definiert. In einigen Bohrungen im Nordseesektor wird die niederländische Stratigrafie für das Rotliegend benutzt, die nicht eindeutig mit den Angaben aus anderen Bohrungen zu korrelieren ist, auch aufgrund fazieller Wechsel. Dies wäre erst möglich nach einer intensiven Bearbeitung der Loginformationen. Für diese Fälle wurde der Marker roSL eingeführt, um die Basis der Slochteren Formation zu definieren. Im seismischen Profil äußert sich die Hannover-Wechselfolge oftmals in Form eines Reflektorbündels.

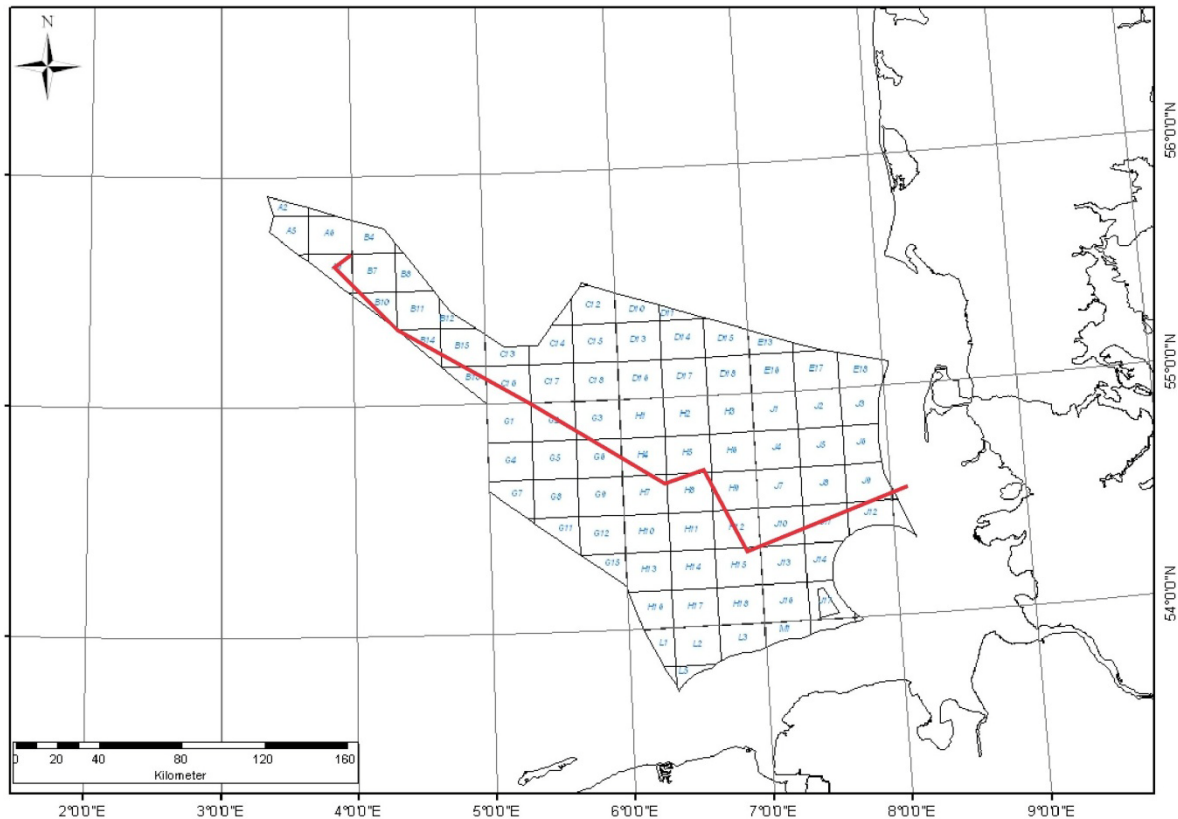




**Abbildung 4.14:** Faziesverteilung an der Basis des Oberrotliegend (Slochteren Fm.). Southern Permian Basin Atlas [*Doornenbal und Stevenson, 2010*].

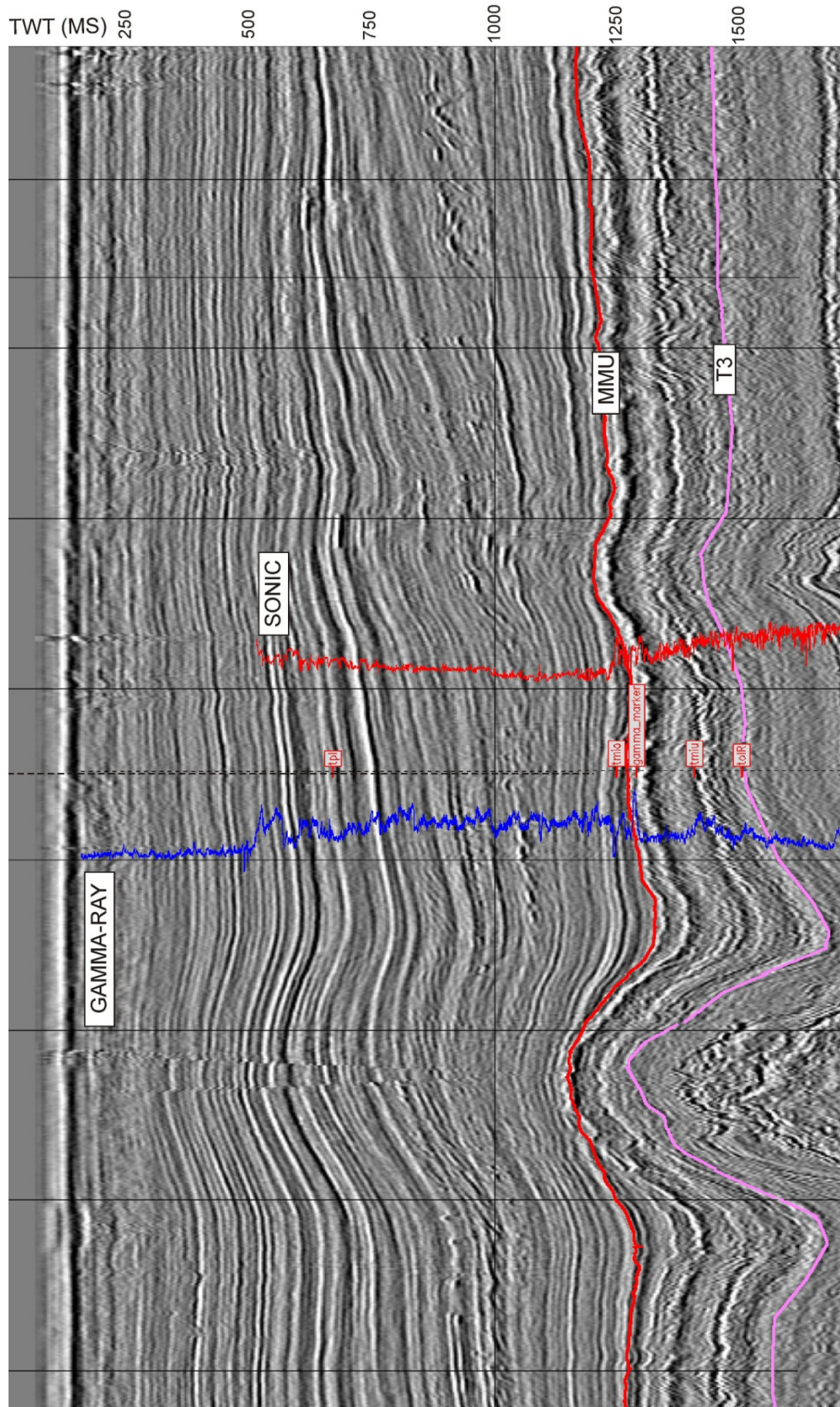
## 4.1.3 Referenzprofil

### 4.1.3.1 Seismisches Referenzprofil

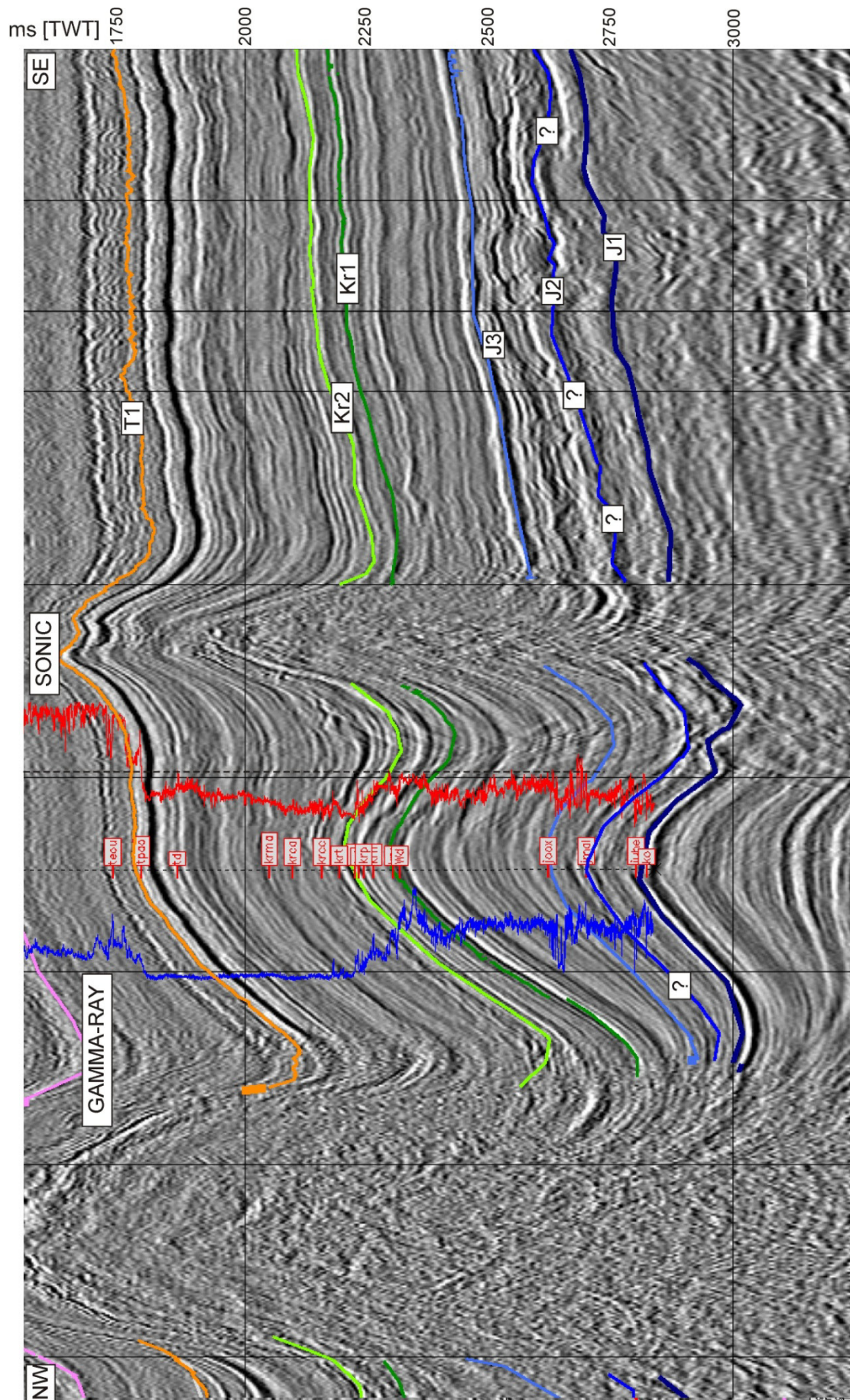


**Abbildung 4.15:** Verlauf des Referenzprofils im deutschen Nordseesektor (rote Linie).

Die dargestellte Referenzlinie (Abbildung 4.15) dient zum allgemeinen Überblick der im GPDN-Projekt verwendeten stratigrafischen Marker und der Korrelation mit zu interpretierenden seismischen Horizonten. Sie verläuft von Nordwesten nach Südosten durch das gesamte Gebiet des deutschen Nordseesektors. Erst nach der vollständigen Eingabe der geologischen Marker in das Interpretationssystem (GeoFrame), von Bohrungen entlang dieser Referenzseismik, lässt sich erschließen, in wie fern die ausgewählten Marker und seismischen Horizonte über das Arbeitsgebiet zu verfolgen sind. In Abbildung 4.16 ist ein seismisches Profil in einer Vertikalerstreckung von 0 ms bis 1750 ms [TWT] entlang des Referenzprofils im Entenschnabel dargestellt. Auf diesem Profil sind interpretierte Horizonte und zugehörige stratigrafische Marker zu erkennen. Der geologische Marker (tmiR; Reinbekstufe) wird der MMU und die Basis-Rupel dem T3-Horizont zugeordnet (Abbildung 4.16). Die eingehängten Logs (Gamma-Ray- und Sonic-Log) von Bohrungen, dienen der Identifikation von Schichtgrenzen. Darauf aufbauend helfen sie bei der Interpretation der seismischen Horizonte und bei der Festlegung und Überprüfung von stratigrafischen Markern. Abbildung 4.17 zeigt den zweiten Abschnitt des seismischen Profils in einer Vertikalerstreckung von 1500 ms bis 3250 ms [TWT], auf der die Interpretationen der seismischen Horizonte der Basis des Oberpaläozän bis zur Basis Jura (Lias) dargestellt sind. Eine Unsicherheit liegt beim Kartieren des J2-Horizonts vor, der vermutlich nicht flächig im deutschen Teil des Zentralgrabens vorliegt und nur in Randsenken von Diapieren ausgebildet ist. Dies muss jedoch noch genauer untersucht werden.



**Abbildung 4.16:** Seismisches Profil am Eingang zum Entenschnabel mit den stratigraphischen Markern aus der Bohrinformation und den interpretierten seismischen Horizonten MMU und dem, Reflektor T3 im Bereich der Rupel-Stufe. Bohrung mit dem dazugehörigen Gamma-Ray- und Sonic-Log.



**Abbildung 4.17:** Seismisches Profil am südöstlichen Ende des Entenschnabel mit den stratigraphischen Markern und den dazugehörigen interpretierten seismischen Horizonten von der Basis Oberpaläozän bis zur Basis Jura.

#### 4.1.3.2 Bohrprofil mit Gamma-Ray- und Sonic-Log

Abbildung 4.18 zeigt ein seismisches Profil im Bereich des Entenschnabels, auf das verschiedene Bohrungen mit ihren Logs projiziert sind. Auf diesem Wege lassen sich die stratigrafischen Marker aus den Bohrinformationen mit der Seismik vergleichen und korrelieren. Die Abbildung 4.19 zeigt eine Gegenüberstellung der in Abbildung 4.18 projizierten Bohrungen. Zudem wurden die stratigrafischen Marker der Bohrungen zueinander korreliert. Aufgrund der Fokussierung auf bestimmte Zielhorizonte sind stratigrafische Informationen in den meisten Bohrberichten sehr heterogen beschrieben. Daraus folgt eine unterschiedliche Güte und Sicherheit der erfassten stratigrafischen Marker. So ergeben sich unter anderem die Schwierigkeiten bei der Erfassung des Neogens und einzelner Abschnitte des durchteuften Mesozoikums.

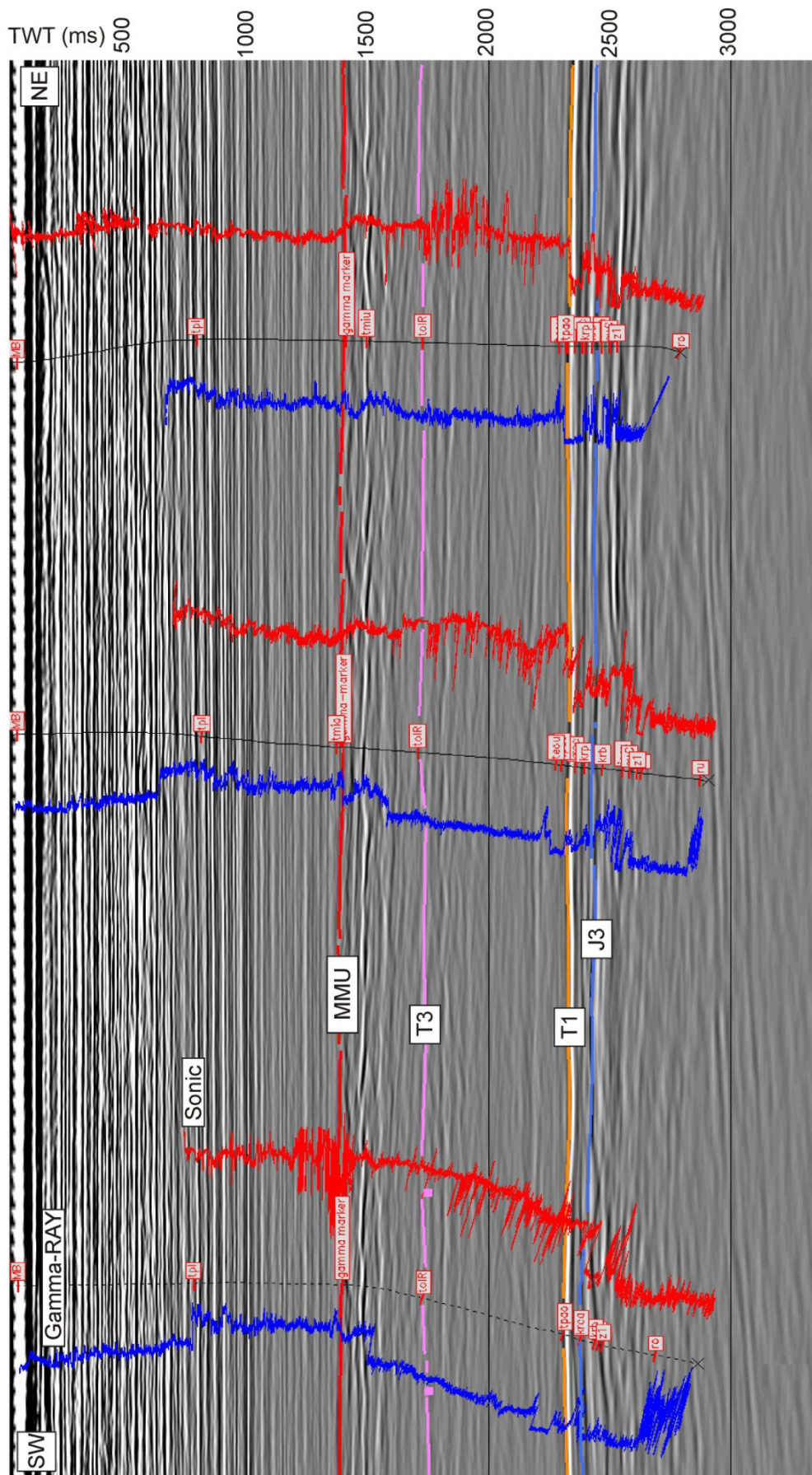


Abbildung 4.18: Gegenüberstellung dreier Bohrungen und der dazugehörigen Gamma-Ray- und Sonic-Logs. Mit Hilfe einer Gegenüberstellung der Bohrungen im seismischen Profil ist eine genauere Korrelation der Marker über größere Entfernungen möglich.

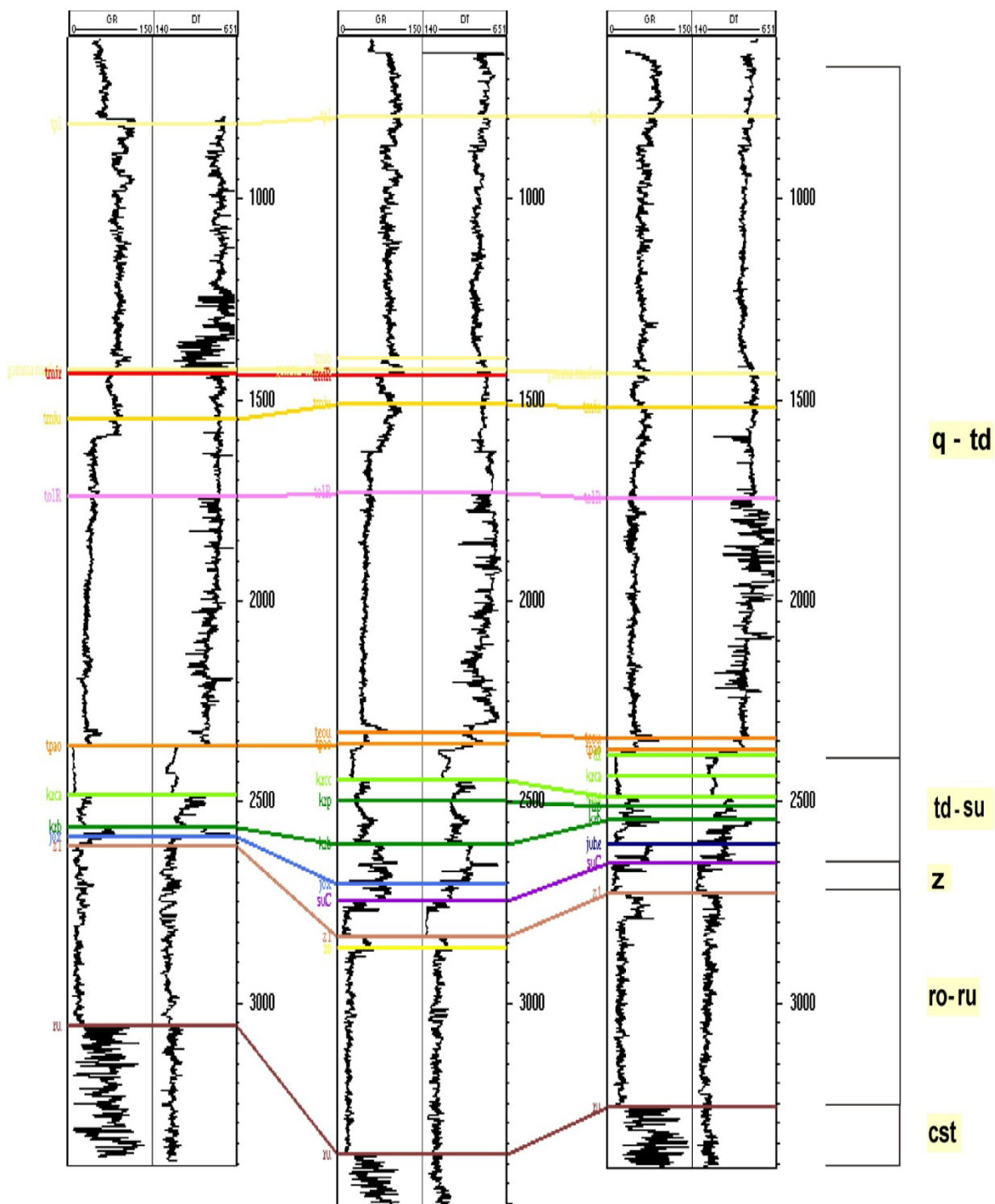


Abbildung 4.19: Korrelation der stratigrafischen Marker in drei Bohrungen.

## 4.2 Konzept zur Bohrungseingabe

Mit dieser Dokumentation werden wichtige Grundlagen, Vorgehensweisen und Arbeitsschritte beschrieben, die für eine sachgerechte, bearbeiterübergreifende einheitliche Eingabe der Bohrungsdaten in eine Bohrungsdatenbank erforderlich sind. Im ersten Abschnitt werden zunächst wichtige Grundlagen zum Aufbau und zur Struktur des im Rahmen der Arbeiten in den GPDN-Projektmodulen C, D und E angelegten GeoFrame-Projektes vermittelt. Darauffolgend wird auf die für die Bohrungseingabe erforderliche Datenaufbereitung und -ablage eingegangen. Abschließend wird anhand von Abbildungen und kurzen Erläuterungen das Vorgehen bei der Eingabe der Bohrungen ins GeoFrame-Projekt detailliert beschrieben.

### 4.2.1 Projektaufbau seismisches Interpretationssystem (GeoFrame)

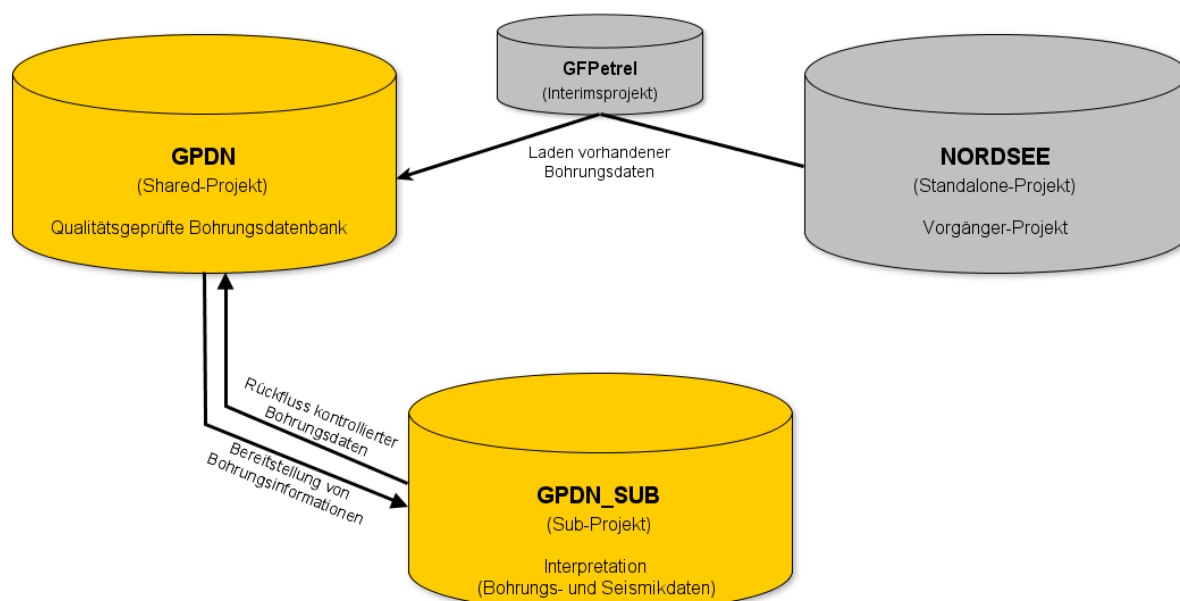


Abbildung 4.20: Projektaufbau seismisches Interpretationssystem (GeoFrame).

Als seismisches Interpretationssystem wird in den GPDN-Projektmodulen C, D und E die Software GeoFrame 4.5 der Firma Schlumberger verwendet. Für die Arbeiten in GeoFrame wurde ein Projektaufbau bestehend aus einem „Shared“- sowie einem zugehörigen „Sub“-Projekt gewählt (Abbildung 4.20). In das „Shared“-Projekt mit dem Namen „GPDN“ werden die Bohrungsdaten eingepflegt. Es dient als qualitätsgeprüfte Bohrungsdatenbank und ist bis zum Abschluss der Bohrungseingabe von den Nutzern frei editierbar, danach wird es durch den Administrator zum Schutz der Datenbasis gesperrt. In dem „Sub“-Projekt mit dem Namen „GPDN\_SUB“ erfolgt hingegen die Interpretation der Bohrungs- und Seismikdaten durch die Bearbeiter. Es bezieht die Bohrungsinformationen aus dem „Shared“-Projekt.

Als Referenzsystem für die erstellten GeoFrame-Projekte wurde die UTM-Projektion Zone 31 NWGS84 ausgewählt.



### 4.2.2 Begriffsdefinitionen

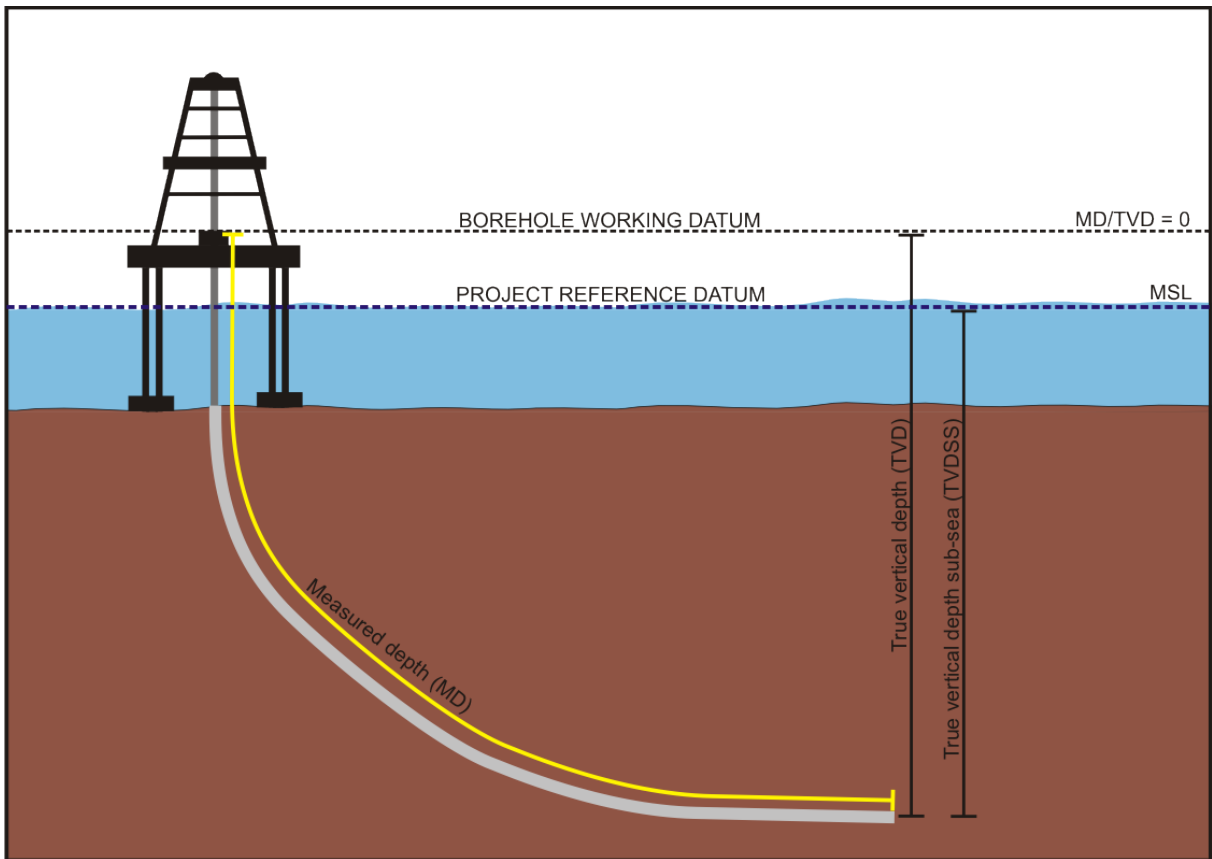


Abbildung 4.21: Darstellung wichtiger Begriffe und Bezugsniveaus.

Im Rahmen der Bohrungseingabe werden Daten bearbeitet und zusammengeführt, die unterschiedliche Bezugsniveaus aufweisen. Um eine fehlerfreie Bohreingabe zu gewährleisten werden im Folgenden wichtige Begriffe sowie in GeoFrame gültige Bezugsniveaus näher erläutert.

<b>MD</b> (measured depth)	Gemessene Bohrlöchlänge (Bohrstrecke).
<b>TVD</b> (true vertical depth)	Tatsächliche Teufe einer Bohrung unter Annahme eines ideal vertikalen Bohrloches. Bei abgelenkten Bohrungen immer kleiner als MD.
<b>TVDS</b> (true vertical depth sub sea)	Vertikale Bohrlöchteufe bezogen auf den Meeresspiegel.
<b>MSL</b> (mean sea level)	Mittlerer Meeresspiegel

<b>Project Reference Datum (PRD)</b>	Referenzniveau des Projektes. In GeoFrame entspricht PRD standardmäßig dem mittleren Meeresspiegel (MSL).
<b>Borehole Working Datum (BWD)</b>	Bezugsniveau für alle Teufenwerte (MD, TVD) eines Bohrloches.
<b>Seismic Reference Datum (SRD)</b>	Seismisches Bezugsniveau. Definiert TWT = 0 für alle seismischen Daten. In weiten Gebieten Niedersachsen liegt es in der Regel bei NN und entspricht somit dem „PRD“ in GeoFrame
<b>Checkshot Depth Datum (CTD)</b>	Bezugsniveaus für alle Zeit/Tiefenkurven. Entspricht im GeoFrame-Projekt dem Referenzniveau des Projektes (PRD)

## 4.2.3 Datenaufbereitung und Ablage

### 4.2.3.1 Digitalisierung (Logdaten)

Für einige Bohrungen im GPDN-Projektgebiet liegen zum Teil nur analoge Bohrlochmessungen vor. Für die Bohrungseingabe in GeoFrame ist die Überführung der analogen Daten ins Digitale erforderlich. Die Digitalisierung der analogen Logs erfolgt im Projekt zunächst mit der Software Sattlegger ISPOO3 Version 10.6. Seit Oktober 2010 wird zur Digitalisierung die Software Neuralog eingesetzt. Für die Digitalisierung wird, wenn möglich auf Bohrlochmessungen im Maßstab 1:200 zurückgegriffen. Die Logkurven werden dabei in einem konstanten Tiefenintervall von 5 cm abgetastet und anschließend als LAS-Datei (Log ASCII Standard) ausgegeben.

Folgende Logs werden immer digitalisiert, wenn sie analog, aber nicht digital, verfügbar sind:

- Gamma-Ray (GR)
- Sonic (DT)
- Checkshots (GVM)
- Abweichdaten (Logs/Tabellen), wenn Teufenverlust >1%
- Litholog wird gescannt und als zusammengesetztes (y-Achse= Tiefenachse) Log als Bild-Datei (jpeg) gespeichert.

Das Vorhandensein von Dichte (ROHB), Neutronen-Porosität (NPHI) und Widerstands-Logs wird in einer Tabelle mit den entsprechenden Logabschnitten vermerkt.

### 4.2.3.2 Datenhomogenisierung

Um einen einheitlichen Arbeitsablauf für den Import der digital vorliegenden Daten bei der Bohrungseingabe in GeoFrame nutzen zu können, werden die jeweiligen Bohrungsdaten in ein einheitliches Datenformat überführt.

In Abbildung 4.22 ist als Beispiel für den Aufbau der Bohrlochabweichdateien der Datensatz einer Bohrung aufgeführt. Die Datei für die Abweichdaten baut sich aus einem 4-zeiligen Header und den eigentlichen Messdaten auf. Der Header besteht aus dem Bohrungsnamen, dem UWI (Unique well identifier) der Bohrung, dem Bezugsniveau/art der Abweichmessung, Art der Messung und den Messeinheiten. Die eigentlichen Messdaten Messtiefe (MD) in Metern, Neigungswinkel und Azimut in Grad beginnen ab der 5. Zeile.

1	Bohrungsname	ID = UWI der Bohrung
2	Ansatzhoehe NN: 24.00 m	Bezugsart: RT
3	Abweichmessdaten	
4	MD (m)	DEVI AZIM
5	0.00	0.00 0.00
6	450.00	0.70 105.00
7	500.00	0.90 110.00

**Abbildung 4.22:** Beispiel für den Aufbau der Bohrlochabweichdateien.

GVM/VSP-Dateien weisen eine ähnliche Dateistruktur auf (Abbildung 4.23). Sie bauen sich aus einem 3-zeiligen Header und den eigentlichen Messdaten auf. Der Header besteht wie bei den Abweichdaten aus dem Bohrungsnamen, dem UWI, der Messungsart, der Quelle der Information und den Messeinheiten. Die Messdaten mit der Messtiefe (TVD) in Metern und der Einweglaufzeit (one way traveltime oder OWT) in Millisekunde starten ab Zeile 4.

1	Bohrungsname	ID = UWI der Bohrung
2	GVM-Messung	Quelle: KWDB
3	TVD (m)	OWT (ms)
4	0.00	0.00
5	376.00	200.50
6	410.00	211.50
7	501.40	242.50

**Abbildung 4.23:** Aufbau der GVM/VSP-Dateien am Beispiel einer Bohrung.

Die Bohrlochlogs werden im sogenannten LAS-Format (Log ASCII Standard 2.0) abgespeichert. Hierbei handelt es sich um ein von der Canadian Well Logging Society im Jahr 1989 eingeführtes Standardformat zum Austausch von Logdaten. Abbildung 4.24 zeigt am Beispiel einer Bohrung den Aufbau einer Las-Datei 2.0. Sie besteht aus einem Header mit Informationen zur Bohrung gefolgt von den zugehörigen Messdaten.

```

1 ~VERSION INFORMATION
2 VERS.          2.0: LAS LOG ASCII STANDARD VERSION 2.0
3 WRAP.          NO: ONE LINE PER DEPTH STEP
4
5 ~WELL INFORMATION
6 #MNEM.UNIT     DATA                DESCRIPTION
7 #-----
8 STRT.M         111.9000             : START DEPTH
9 STOP.M         4245.0000            : STOP DEPTH
10 STEP.M        0.0500               : STEP
11 NULL.         -999.2500            : NULL VALUE
12 COMP.         : COMPANY
13 WELL.         1                   : WELL
14 FLD.          : FIELD
15 LOC.          : LOCATION
16 PROV.         : PROVINCE
17 CNTY.         : COUNTY
18 STAT.         : STATE
19 CTRY.         : COUNTRY
20 SRVC.         : SERVICE COMPANY
21 DATE.         21-APR-2010         : DATE
22 UWI.          : UNIQUE WELL ID
23 API.          : API NUMBER
24
25 ~CURVE INFORMATION
26 #MNEM.UNIT     API CODE             CURVE DESCRIPTION
27 #-----
28 DEPTH.M        : 1 DEPTH
29 DT .US/M      : 2 SONIC (TAU)
30
31 ~PARAMETER INFORMATION
32 #MNEM.UNIT     VALUE                DESCRIPTION
33 #-----
34 EKB .M         35.0000             : Elevation Kelly Bushing
35 EGL .M         35.0000             : Elevation Ground Level
36
37 ~A            DEPTH SONIC (TAU)
38             111.9000    545.2607
39             111.9500    546.4294
40             112.0000    548.7694

```

Abbildung 4.24: LAS-Dateiaufbau am Beispiel einer Bohrung.

### 4.2.3.3 Koordinatentransformation

Neben der Überführung der analogen in digitale Informationen, sowie deren Homogenisierung, spielt die Transformation der Bohrlochlokationen in ein gemeinsames Koordinatensystem eine wichtige Rolle. Die Koordinatentransformation in das Zielreferenzsystem WGS84/Zone 31N erfolgte unter Linux mittels PROJ.4, einer vom United States Geological Survey (USGS) ins Leben gerufenen Projektionsbibliothek [[Evenden, 2003](#)]. Die verschiedenen Projektionen der Bohrlochpositionen können dabei mit Hilfe folgender Linux-Befehle in das UTM-Koordinatensystem umgerechnet werden:

#### GMS zu UTM:

```
echo "5d3'37.2E 55d5'28.9N" | proj +proj=utm +ellps=WGS84 +zone=31
```

#### DecDeg zu UTM:

```
echo "5.06033 55.09136" | proj +proj=utm +ellps=WGS84 +zone=31
```

#### UTM zu UTM:

```
echo "631487.10 6106897.14" | cs2cs +proj=utm +zone=31 +ellps=WGS84 +to +proj=utm +zone=30 +ellps=WGS84
```

#### GK3 zu UTM:

```
echo "131611.55 6108903.31" | cs2cs +proj=tmerc +ellps=bessel +datum=potsdam +lon_0=9d0E +lat_0=0 +x_0=500000 +to +proj=utm +zone=31 +datum=WGS84
```

#### GK2 zu UTM:

```
echo "131611.55 6108903.31" | cs2cs +proj=tmerc +ellps=bessel +datum=potsdam +lon_0=6d0E +lat_0=0 +x_0=500000 +to +proj=utm +zone=31 +datum=WGS84
```

#### GK1 zu UTM:

```
echo "131611.55 6108903.31" | cs2cs +proj=tmerc +ellps=bessel +datum=potsdam +lon_0=3d0E +lat_0=0 +x_0=500000 +to +proj=utm +zone=31 +datum=WGS84
```

#### UTM zu GK3:

```
echo "631487.10 6106897.14" | cs2cs +proj=utm +zone=32 +datum=WGS84 +to +proj=tmerc +ellps=bessel +datum=potsdam +lon_0=9d0E +lat_0=0 +x_0=500000
```

Die Definitionen sind unter folgenden Pfad nachzulesen: /local/proj/share/proj/world (Rechner b3lx27)

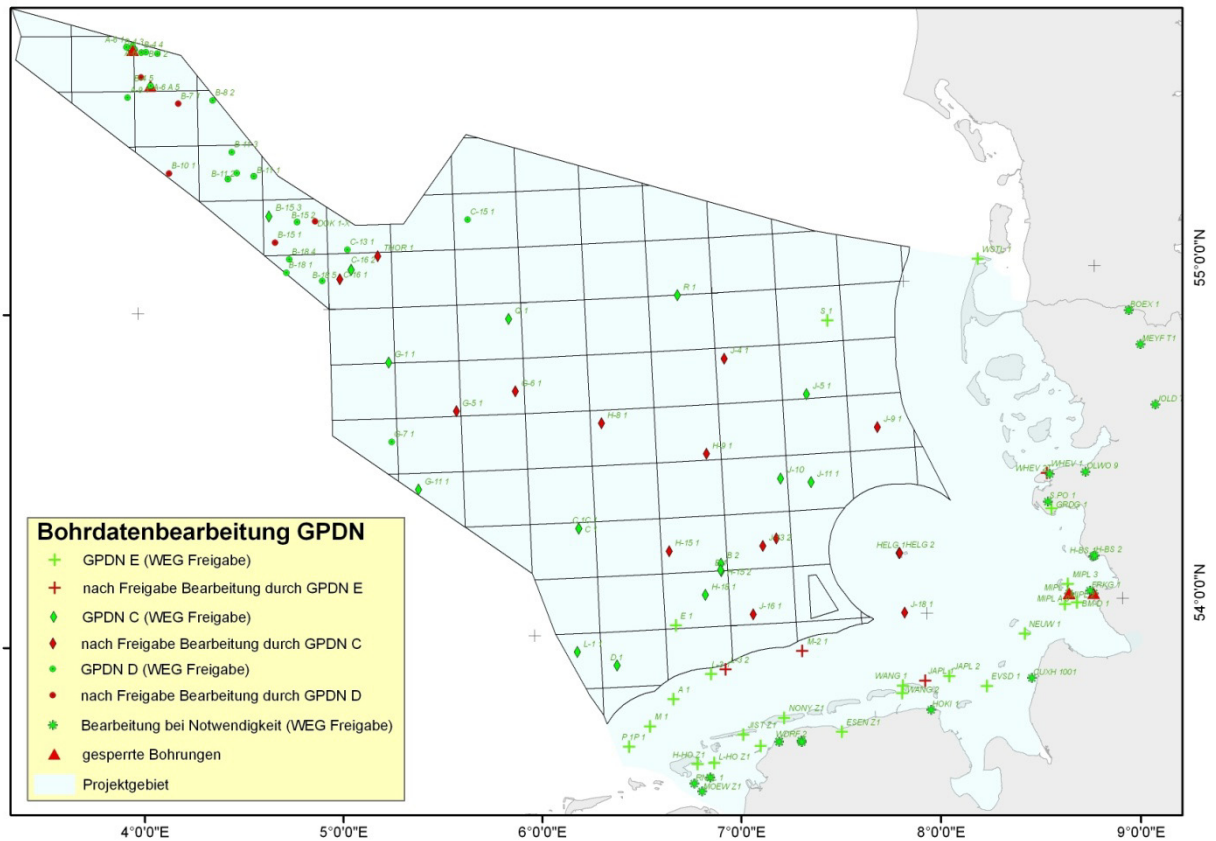
### 4.2.3.4 Datenverwaltung

Die digital verfügbaren Bohrdaten werden in einer verschlüsselten Datenbank verwaltet. Die Datenbank ist auf einem Netzwerk-Share ([\\Bgr.local\gzh\Daten\B\Nordsee\Wells\Wells](#)) abgelegt.

#### 4.2.4 Arbeitsablauf („workflow“): Bohrungseingabe

Im folgenden Abschnitt werden detailliert die einzelnen Arbeitsschritte beschrieben, die für eine modulübergreifende einheitliche Bohrungseingabe erforderlich sind. Anhand von Abbildungen wird das Vorgehen bei der Eingabe der Bohrdaten erläutert, wobei auch auf problematische Fälle hingewiesen wird.

##### 4.2.4.1 Bohrdatenbearbeitung GPDN Module C, D, E



**Abbildung 4.25:** Räumliche Verteilung, der durch die Module C, D und E einzugebenden Bohrungen.

Im gesamten GPDN-Projektgebiet liegen Bohrinformationen für mehr als 150 Tiefbohrungen vor. Die Bohrungseingabe in GeoFrame konzentriert sich zunächst auf Bohrungen, die im Entenschnabel, der zentralen deutschen Nordsee, sowie in Küstennähe liegen. Mehrere auf dem Festland liegende und durch den WEG freigegebene Bohrungen werden bei Notwendigkeit später ebenfalls bearbeitet.

Die für die Bohrungseingabe ausgewählten Bohrungen wurden zu gleichen Teilen auf die Module aufgeteilt. Abbildung 4.25 zeigt die räumliche Verteilung, der durch die Module C, D und E einzugebenden Bohrungen. Die Bohrungen, die Modul D zu bearbeiten hat, liegen vorwiegend im Bereich des Entenschnabels. Im GPDN Modul C werden hingegen überwiegend Bohrungen aus dem Bereich der zentralen Nordsee eingegeben sowie die Bohrungen B-15-3, G-11-1 und G-5-1, die stratigrafisch neugegliedert wurden. Die Bearbeitung im GPDN Modul E konzentriert sich auf Bohrungen, die an Land oder küstennah liegen.

#### 4.2.4.2 Übernahme/Prüfung von Bohrdaten aus bestehenden Projekten

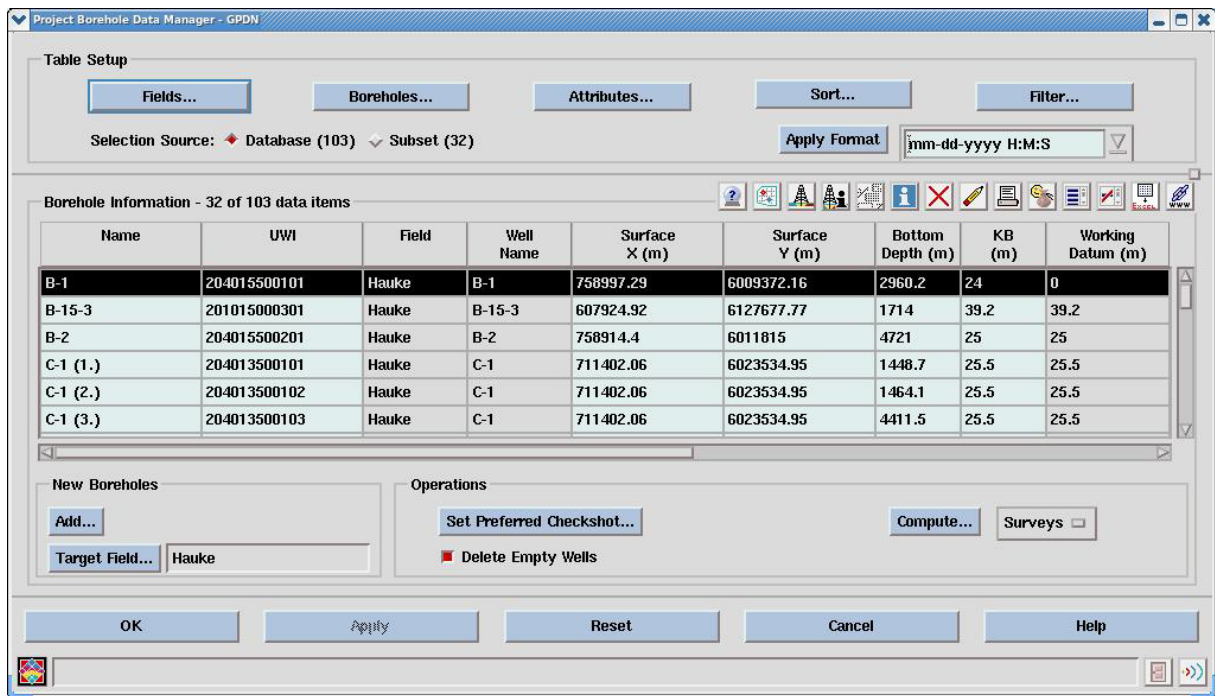


Abbildung 4.26: Arbeitsoberfläche des „Project Borehole Data Manager“.

Zu Beginn der Bohrungseingabe wurden zunächst alle in GeoFrame schon bestehenden Nordseebohrungen in das Interimsprojekt GFPetrel überführt und die Marker-*Surface* Zuordnung auf die Standard-*Surface* „X“ gesetzt. Von dort importiert jeder Bearbeiter seine Bohrungen in das GPDN-Shared-Projekt.

Nach dem Import der Bohrungen werden diese zunächst auf Fehler überprüft. Hierzu werden die Koordinatenangaben, Bezugsniveaus und UWI's der importierten Nordseebohrungen mit den Archivunterlagen abgeglichen und gegebenenfalls korrigiert. Die Korrektur erfolgt im „Project Borehole Data Manager“ von GeoFrame (Abbildung 4.26) [*Project Manager > Data Management > Data Managers -- Wells and Boreholes > Project Borehole Data manager*].

#### 4.2.4.3 Bohrlochabweichdaten laden

Tiefbohrungen werden oft aus verschiedensten Gründen nicht senkrecht abgeteuft, sondern die Bohrung wird ab einer bestimmten Tiefe seitlich abgelenkt. Ein wichtiger Schritt bei der Bohrungseingabe besteht daher im Laden sogenannter Bohrlochabweichdaten. Diese Daten definieren den genauen Bohrfad einer Bohrung im Untergrund. So weicht bei abgelenkten Bohrungen die gemessene Bohrstrecke (MD, measured depth) von der tatsächlichen vertikalen Tiefe (TVD, true vertical depth) einer Bohrung ab (Abbildung 4.21). Um Logdaten in GeoFrame von MD in TVD zu überführen, sowie für die Darstellung des genauen Bohrfades in der Seismik ist es erforderlich Bohrlochabweichdaten zu laden. Bei nahezu vertikalen Bohrungen (Teufenverlust < 1%) wird auf das Laden der Abweichdaten verzichtet.

### **Datenimport mit dem „ASCII Load“-Modul**

Der Import der Bohrlochabweichdaten erfolgt mit Hilfe des „ASCII Load“-Moduls. [Project Manager > Data Management > Loaders and Unloaders -- ASCII Load].

Folgende Schritte sind im „ASCII Load“-Menü durchzuführen (Abbildung 4.27):

Schritt (1): Auswahl des Eingabefiles unter **Input File(s)...**

**Hinweis:** Die Bohrlochabweichdaten befinden sich zurzeit im Verzeichnis [/disk/mars/projekte/gpdn/Bohrungen/logs/](#) und dann in den jeweiligen Unterverzeichnis der einzelnen Bohrungen (Stand November 2010)

Schritt (2): Auswahl die Kontrolldatei unter **Control File...**

**Hinweis:** Im Verzeichnis [/disk/mars/projekte/gpdn/Bohrungen/Control\\_File/](#) ist die Kontrolldatei „[deviation\\_load\\_gpdn.ctl](#)“ abgelegt. Mit Hilfe dieser Kontrolldatei können Abweichdaten eingelesen werden, die dem in Kapitel 4.2.3.2 festgelegten Dateiformat entsprechen.

Schritt (3): „**Well Deviation Survey**“ im Pull-Down-Menü rechts neben dem „Create Control File...“-Feld auswählen.

Schritt (4): Im Feld „**Loading Information Overrides**“ den Bohrlochabweichdaten der entsprechenden Bohrung zuweisen.

Schritt (5): Mit „**Run**“ den Datenimport ausführen.

**Wichtig:** Als Bezugsniveau für die Bohrlochabweichdaten dient in GeoFrame das sogenannte „Borehole Working Datum“ (BWD; siehe Kap. 4.2.2). Weicht das Bezugsniveau der Abweichdaten vom BWD ab, so muss dieses vor dem Laden angepasst werden.

**Beispiel:** Bezieht sich die Teufenangabe der Bohrlochabweichdaten auf Meeresbodenniveau (z.B.: 25 m unter NN), wohingegen als BWD der Drehtisch (z.B.: 30 m über NN) gewählt wurde, so müssen in diesem Fall die Teufenangaben der Marker um 55 m korrigiert werden.



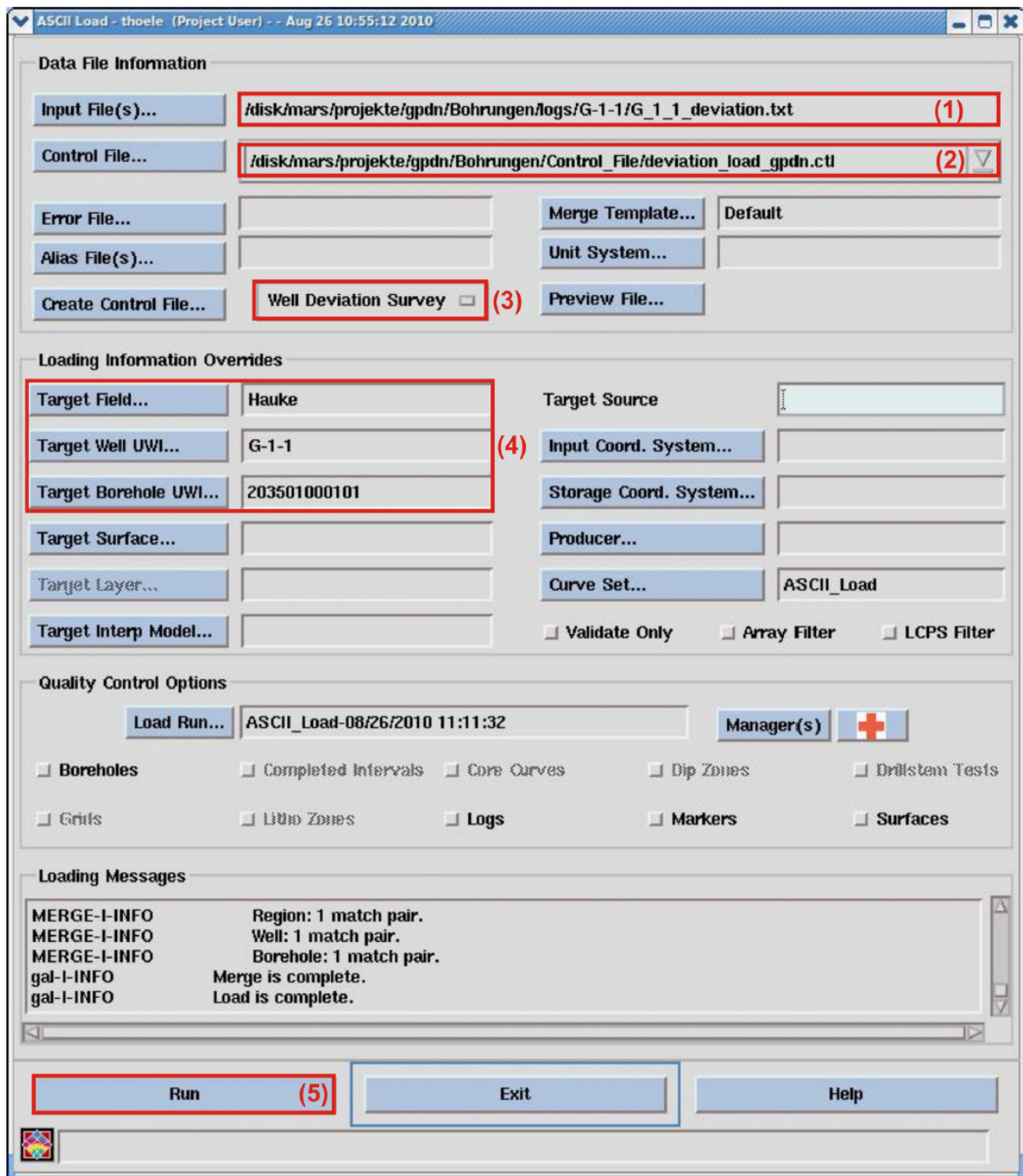


Abbildung 4.27: Arbeitsoberfläche des „ASCII Load“-Moduls.

### Datenbearbeitung mit dem „Well Deviation Survey Editor“

Nach dem Import müssen die neu geladenen Bohrlochabweichdaten mit Hilfe des „Well Deviation Survey Editor“ modifiziert werden (Abbildung 4.28). [Project Manager > Data Management > Data Managers – Wells and Boreholes > Project Borehole Data manager > Borehole Editor > Well Deviation Survey Editor]

Schritt (1): Dem neugeladenen Datensatz einen eindeutigen Namen zuweisen.

**Hinweis:** Der Name des neugeladenen Datensatzes sollte den Bohrungsname sowie dessen Quelle enthalten:

- Deviation\_Bohrungsname\_KWDB = auf Basis der KWDB-Datenbank
- Deviation\_Bohrungsname\_Bohrakte = auf Basis der Bohrakte

Schritt (2): Öffnen der „Compute“-Dialogbox mit „Compute...“

Schritt (3): „TVD/TVDSS/DX/DY“ im Pull-Down-Menü rechts neben „Compute“ in der neu geöffneten Dialogbox auswählen.

Schritt (4): Berechnung mit „OK“ ausführen.

Schritt (5): Den Neuberechneten Abweichdaten entsprechend Schritt (1) einen eindeutigen Namen zuweisen (Abbildung 4.29).

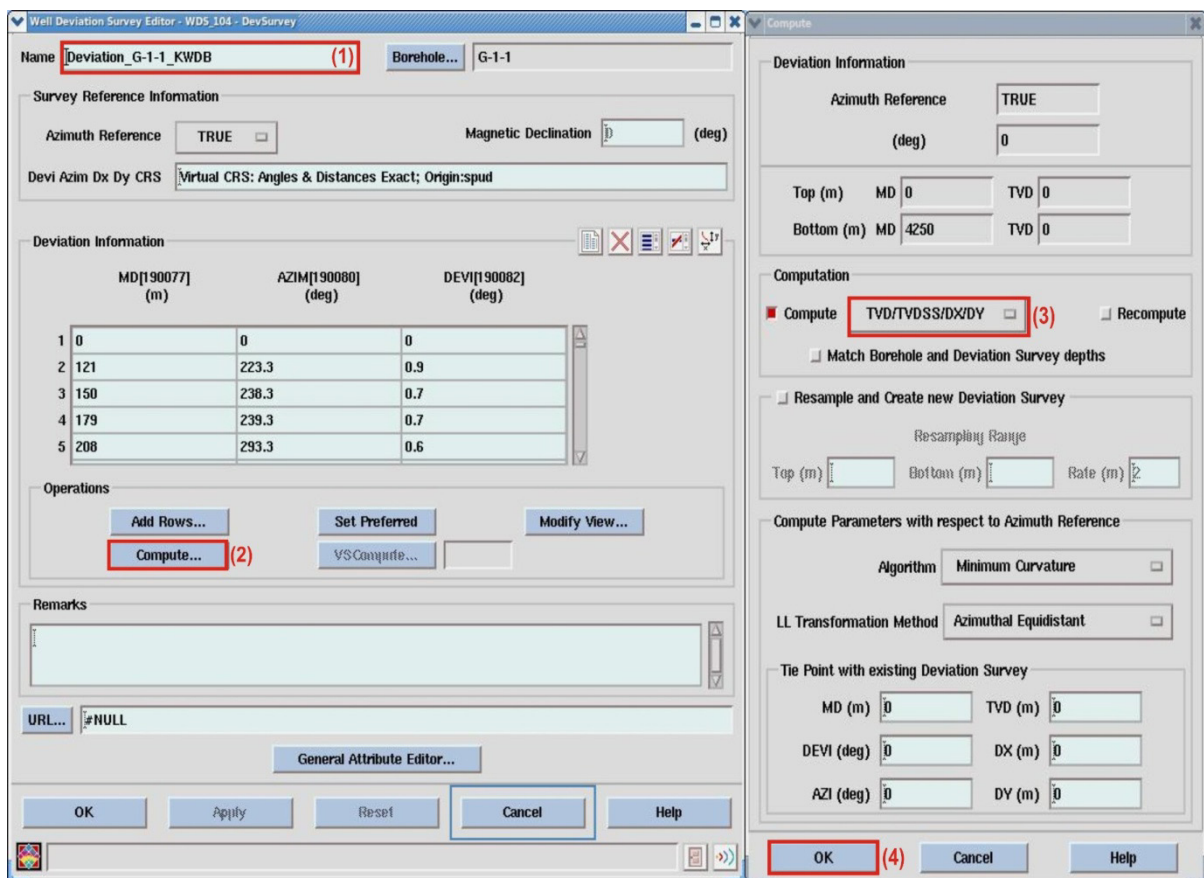


Abbildung 4.28: Arbeitsoberfläche des „Well Deviation Survey Editor“ sowie „Compute“-Dialogbox.

Well Deviation Survey Editor - WDS\_104 - DevSurvey

Name: **WDS\_104** (5) Borehole...: G-1-1

Survey Reference Information

Azimuth Reference:  GRID  Magnetic Declination: 0 (deg)

Devi Azim Dx Dy CRS: Universal Transverse Mercator Zone 31 Proj\_Coord\_Sys [36651]

Deviation Information

	AZIM[190102] (deg) Recomputed	DEVI[190104] (deg) Recomputed	MD[190106] (m)	TVD[190110] (m) MinRadius	DX[190113] (m) Recomputed	DY[190115] (m) Recomputed	TVDSS[190117] (m) MinRadius
1	0	0	0	0	0	0	-35
2	221.417	0.449941	120.999	120.995	-0.628586	-0.712557	85.995
3	230.587	0.79316	149.999	149.992	-0.926796	-0.981305	114.992
4	245.072	0.699882	178.999	178.99	-1.2236	-1.17466	143.99
5	284.941	0.579528	207.999	207.988	-1.51419	-1.21461	172.988

Operations

Add Rows... Set Preferred Modify View...  
Compute... VCompute...

Remarks

URL... #NULL

General Attribute Editor...

OK Apply Reset Cancel Help

Abbildung 4.29: Arbeitsoberfläche des „Well Deviation Survey Editor“ nach Berechnung mit „Compute“.

#### 4.2.4.4 Zeit/Tiefenkurven laden

Ein weiterer wichtiger Schritt bei der Bohrungseingabe in GeoFrame ist das Laden von Messdaten zur seismischen Laufzeit in Abhängigkeit von der Bohrtiefe (Zeit-Tiefen-Kurven). Diese aus speziellen seismischen Bohrlochmessungen (GVM/VSP) stammenden Daten werden benötigt um Bohrungsbefunde (Logdaten/Marker) in die 2D/3D-reflexionsseismischen Profile einzuhängen sowie für die spätere Tiefenumrechnung reflexionsseismischer Laufzeitdaten in Tiefendaten.

#### *Datenimport mit dem „ASCII Load“-Modul*

Der Datenimport erfolgt wie zuvor bei den Bohrlochabweichdaten mit Hilfe des „ASCII Load“-Moduls (Abbildung 4.27) [*Project Manager > Data Management > Loaders and Unloaders -- ASCII Load*].

Schritt (1): Auswahl der Eingabedatei unter ***Input File(s)...***

***Hinweis:*** Die GVM/VSP-Messdaten befinden sich zurzeit im Verzeichnis */disk/mars/projekte/gpdn/Bohrungen/logs/* und dann in den jeweiligen Unterverzeichnis der einzelnen Bohrungen (Stand November 2010).

Schritt (2): Auswahl der Kontrolldatei unter ***Control File...***

***Hinweis:*** Im Verzeichnis */disk/mars/projekte/gpdn/Bohrungen/Control\_File/* ist die Kontrolldatei „*chkshot\_load\_kwdb.ctl*“ abgelegt. Mit Hilfe dieser Kontrolldatei können GVM/VSP-Dateien eingelesen werden, die dem in Kapitel 4.2.3.2 festgelegten Dateiformat entsprechen.

Schritt (3): „***Well Checkshot Survey***“ im Pull-Down-Menü rechts neben dem „Create Control File...“-Feld auswählen.

Schritt (4): Im Feld „***Loading Information Overrides***“ die GVM/VSP-Messdaten der entsprechenden Bohrung zuweisen.

Schritt (5): Mit „***Run***“ den Datenimport ausführen.

### ***Datenbearbeitung mit dem „Checkshot Survey Editor“***

Nach dem Import müssen die neu geladenen GVM/VSP-Dateien noch mit Hilfe des „Checkshot Survey Editor“ modifiziert werden (Abbildung 4.30). [*Project Manager > Data Management > Data Managers -- Wells and Boreholes > Project Borehole Data manager > Borehole Editor > Checkshot Survey Editor*]

Schritt (1): Dem neugeladenen Datensatz einen eindeutigen Namen zuweisen.

***Hinweis:*** Der Name des neugeladenen Datensatzes sollte den Bohrungsnamen und dessen Quelle enthalten:

- *Bohrungsname\_KWDB = auf Basis der KWDB-Datenbank*
- *Bohrungsname\_konstruiert = konstruiert (siehe Kap. 4.2.4.7)*
- *Bohrungsname\_sonic\_log = aus Sonic Log berechnet*
- *Bohrungsname\_NBxy = GVM/VSP von Nachbarbohrung XY*

Schritt (2): „***Checkshot Depth Datum***“ (CCD) und „***Elevation At Time Zero***“ (ETZ) der GVM/VSP-Messungen festlegen.

***Hinweis:*** Die aus der KW-Bohrungsdatenbank des LBEG stammenden GVM/VSP-Messungen sind auf das sog. seismische Bezugsniveau bezogen. In weiten Gebieten (küstennah) Niedersachsens liegt es in der Regel bei NN und entspricht somit dem „Project Reference Datum“ in GeoFrame (siehe Kap. 4.2.2). Hieraus ergibt sich für die Felder „CCD“ und „ETZ“ ein Wert von 0 m.

Schritt (3): Berechnung von MD und INTV mit ***Compute***

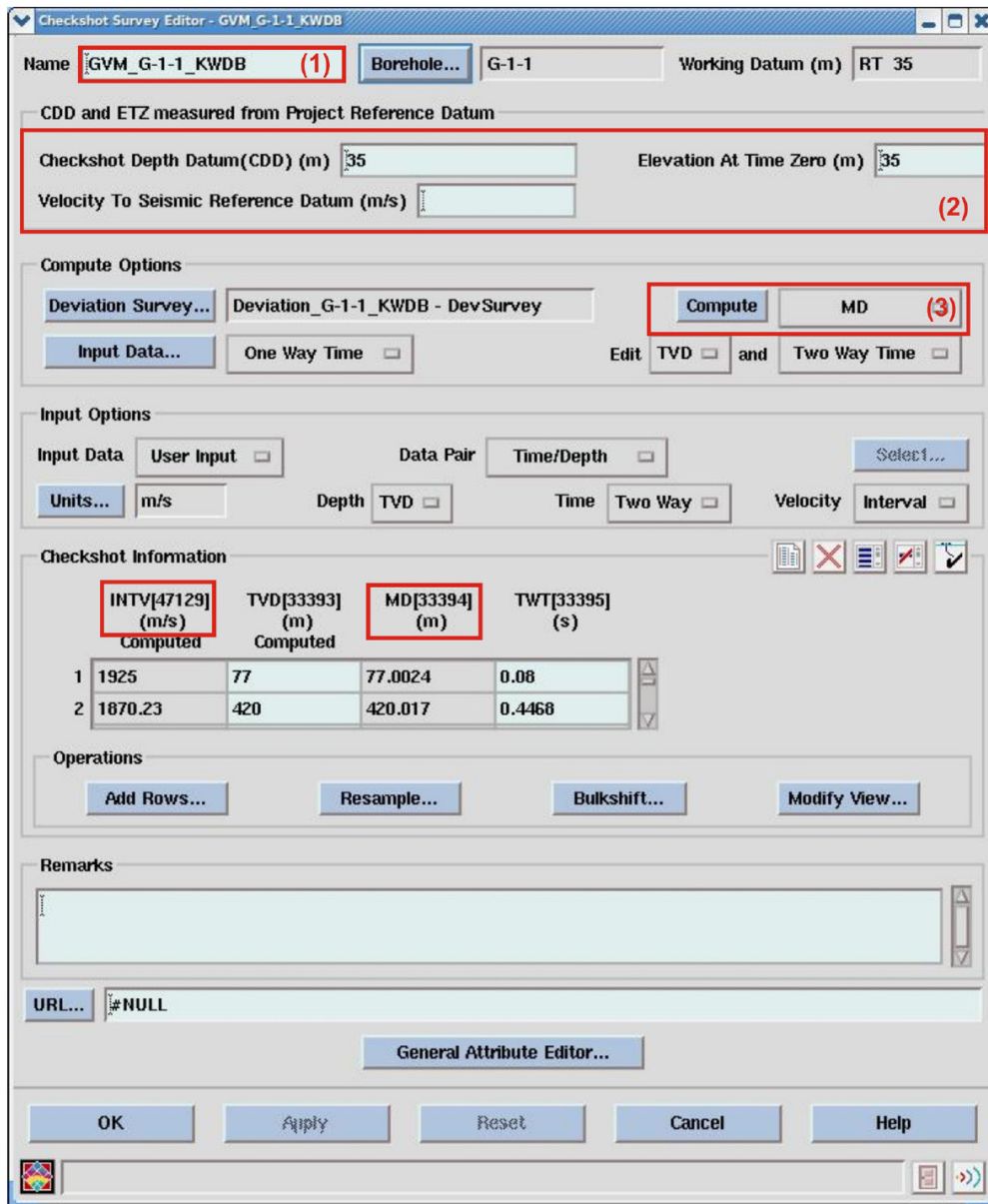


Abbildung 4.30: Arbeitsoberfläche des „Checkshot Survey Editor“.

#### 4.2.4.5 Bohrloch-Logs laden

##### *Datenimport mit dem „ASCII Load“-Modul*

Der Datenimport erfolgt wie zuvor mit Hilfe des „ASCII Load“-Moduls (Abbildung 4.27) [*Project Manager > Data Management > Loaders and Unloaders -- ASCII Load*].

Schritt (1): Auswahl der Eingabedatei unter *Input File(s)...*

*Hinweis: Die Logdaten befinden sich im Verzeichnis /disk/mars/projekte/gpdn/Bohrungen/logs/ und dann in den jeweiligen Unterverzeichnis der einzelnen Bohrungen (Stand November 2010)*

Schritt (2): Auswahl der Kontrolldatei unter **Control File...**

**Hinweis:** Im Verzeichnis `/local/gf45/geoframe_45_Inx/wu_galoder/` ist die Kontrolldatei „`las_depth.ctl`“ abgelegt. Mit Hilfe dieser Kontrolldatei können alle Logdaten eingelesen werden, die im `las`-Dateiformat vorliegen.

Schritt (3): „**Log Data**“ im Pull-Down-Menü rechts neben dem „Create Control File...“-Feld auswählen.

Schritt (4): Im Feld „**Loading Information Overrides**“ die zu ladenden Logdaten der entsprechenden Bohrung zuweisen.

Schritt (5): Mit „**Run**“ den Datenimport ausführen.

**Wichtig:** Als Bezugsniveau für alle Logkurven dient in GeoFrame das sogenannte „Borehole Working Datum“ (BWD; siehe Kapitel 4.2.2). Weicht das Bezugsniveau der Logdaten vom BWD ab, so muss dieses vor dem Laden der Logs angepasst werden.

Beispiel: Bezieht sich die Teufenangabe der Logdaten auf Meeresbodenniveau (z.B.: 25 m unter NN), wohingegen als BWD der Drehtisch (z.B.: 30 m über NN) gewählt wurde, so müssen in diesem Fall die Teufenangaben der Logs um 55 m korrigiert werden.

#### 4.2.4.6 Marker–Surface Eingabe

Eine wesentliche Aufgabe bei der Bohrungseingabe besteht in der Erfassung und Aufarbeitung der stratigrafischen Informationen aus Bohrungen. Im Rahmen der Arbeiten in den Projektmodulen C, D und E wurde hierfür ein neues stratigrafisches Konzept auf Basis vorhandener Symbolschlüssel und stratigrafischer Daten erstellt (Kapitel 4.1: „Marker-Surface-Konzept“). Das Konzept dient als Grundlage für die Marker-Surface Zuordnung in GeoFrame.

##### ***Dateneingabe mit dem „Project Marker Data Manager“***

Die Eingabe der stratigrafischen Bohrdaten erfolgt mit dem „Project Marker Data Manager“ (Abbildung 4.31) [*Project Manager > Data Management > Data Managers - Wells and Boreholes > Project Borehole Data manager > Borehole Editor > Project Marker Data Manager*]

Im Folgenden werden die einzelnen Arbeitsschritte detailliert beschrieben:

Schritt (1): Drücken des „**Add...**“-Knopfes im Menüabschnitt „**New Markers**“, um eine Zeile in der „Marker Information“-Tabelle für die Eingabe eines neuen Markers hinzuzufügen. Vor dem Hinzufügen der neuen Zeile den „**create surface**“-Knopf deaktivieren.

Schritt (2): **Name** und **MD** des stratigrafischen Markers eintragen.

**Hinweis:** Als Teufe (MD) des Markers wird immer die Basis der stratigrafischen Einheit angegeben. Der Name wird entsprechend des Marker-Surface-Konzeptes gewählt (Kapitel 4.1).

**Wichtig:** Als Bezugsniveau für die Marker dient in GeoFrame das sogenannte „Borehole Working Datum“ (BWD; siehe Kapitel 4.2.2). Weicht das Bezugsniveau der Marker vom BWD ab, so muss dieses für eine teufentreue Erfassung entsprechend angepasst werden.

**Beispiel:** Bezieht sich die Teufenangabe der geologischen Marker z.B. auf Meeresbodenniveau (25 m unter NN), wohingegen als BWD der Drehtisch (30 m über NN) gewählt wurde, so müssen in diesem Fall die Teufenangaben der Marker um 55 m korrigiert werden.

Schritt (3): Dem neuen stratigrafischen Marker eine *Surface* zuweisen. Doppelklick in der Spalte „**Surface Name**“ öffnet das „**Select Target Surface**“-Menü. Entsprechend dem Marker-Surface-Konzeptes die entsprechende *Surface* auswählen.

**Grundregeln:** Die Zuordnung erfolgt entsprechend dem Marker-Surface-Konzept:

→ Stratigrafische Marker, die einem seismischen Horizont entsprechen, bekommen den Surfacenamen des seismischen Horizontes zugeordnet.

**Beispiel:** Der Marker „*tmiR*“ wird entsprechend dem Marker-Surface-Konzept der *Surface* „*MMU*“ zugewiesen (siehe stratigrafische Tabelle)

→ Stratigrafische Marker, die keinem seismischen Horizont entsprechen, bekommen als *Surface* den Markernamen zugewiesen (**Markername = Surfacename**)

**Ausnahme:** Fehlen aufgrund einer Schichtlücke liegende Marker, so wird als *Surfacename* der jeweilige nächst tiefere seismische Horizont ausgewählt.

**Beispiel:** Fehlt unterhalb des Markers „*teou*“ der Marker „*tpao*“ aufgrund einer Schichtlücke so wird dem Marker „*teou*“ die *Surface* „*T1*“ zugewiesen.

→ Dem letzten stratigrafischen Marker einer Bohrung wird die *Surface* „*Markername\_ET*“ zugeordnet. *ET* steht für Endteufe.

Schritt (4): Erfassung weiterer wichtiger Bohrinformationen zu den Markern in den Eingabefeldern „**Remarks**“ und „**URL**“.

**Grundregeln für die Eingabe weiterer wichtiger Bohrinformationen:**

- In den „**Remarks**“ werden nur Informationen aufgenommen, die spezifisch den Basis-Marker betreffen
- In die „**URLs**“ werden Informationen eingetragen, die aus Zeichenbegrenzung nicht mehr in die „**Remarks**“ passen und wichtige Informationen innerhalb der hangenden Einheit eines Markers.
- Unterschiedliche Informationen sind in den Feldern durch Semikolons zu trennen!

**Verwendete Abkürzungen:** Um eine bearbeiterübergreifende einheitliche Eingabe der Bohrinformationen zu gewährleisten, wurde ein einheitlicher Schlüssel zum Befüllen der Kommentarfelder entwickelt.

<b>e.s.</b>	=	Endstratigrafie
<b>trans.</b>	=	Transgression
<b>reg.</b>	=	Regression
<b>i.l.</b>	=	Inverse Lagerung
<b>u.c.</b>	=	Diskordanz (unconformity)
<b>a.u.c</b>	=	Winkeldiskordanz (angular unconformity)
<b>s.l.</b>	=	Schichtlücke / Schichtdiskordanz (paraconformity)
<b>n.c.</b>	=	Nonconformity
<b>d.c.</b>	=	Disconformity
<b>f</b>	=	Störung (fault), in den URL des ....
<b>n.m.</b>	=	Neuer Marker (*)
<b>l.m.</b>	=	Marker durch Log bestimmt (*)
<b>s.m.</b>	=	Marker durch Seismik bestimmt>(*1,2)
<b>l.s.m.</b>	=	Marker durch Korrelation von Log und Seismik bestimmt (*)
<b>i.m.</b>	=	Ungenauer Marker (inexact marker)
<b>?</b>	=	Das Fragezeichen steht für unsicher stets hinter einer Information als Fürwort

Beispiel: krma? -> nicht sicher ob es sich bei der stratigrafischen Einheit um Maastricht handelt.

- Hinweise:**
- (1) Wenn Marker auf Basis von Logs oder Seismik eingefügt werden, dann **In Remarks:** l.m., s.m. oder l.s.m.  
**In URL:** n.m. „Name des Bearbeiters“  
Wichtig: Bevor ein Marker anhand der Seismik gesetzt wird, müssen zuerst Abweich- und GVM/VSP-Daten stimmig sein und möglichst noch GR und DT Hinweise auf den Marker geben.
  - (2) Wenn im Bohrbericht mehrere Marker zusammengefasst werden, dann sollte dies in der URL vermerkt werden.  
Beispiel: „krma to krcc?“ > Maastricht mit vielleicht etwas Coniac.  
**In Remarks:** i.m.  
**In URL:** krma-krcc?



- (3) Wenn Schichtlücken/Transgressionen usw. in einer Formation auftreten, die nicht mit Markern zusammenfallen, dann wird dies in der URL vermerkt:  
**s.l. (Teufe, Hangend-Marker, Liegend-Marker),  
trans. (..), u.c. (..) usw.**
- (4) Wenn Marker der Bohrrakte entfernt werden, da sie nicht stimmig sind, dann wird dies in der URL des nächsten sicheren Liegendmarkers vermerkt: **killed (Marker1, Marker2, Marker3)**
- (5) Wenn Marker auf Basis der LBEG KWDB gesetzt wurden, dann in der URL: **KWDB: „Bearbeiter“** (z.B. MEEG, BEB\_OP, PREG, WIAG)

Schritt (5): Mit „**Apply**“ die Markereingabe ausführen.

Schritt (6): Plausibilitäts-/Konsistenzprüfung der eingegebenen Marker mit Hilfe der verfügbaren Logs und Seismik.

Schritt (7): Nach abschließender Markerprüfung speichern des Marker-Reports.

**Hinweis:** Die Markerreporte werden im Verzeichnis [/disk/mars/projekte/gpdn/Bohrungen/logs/](#) und dann in den jeweiligen Unterverzeichnis der einzelnen Bohrungen abgelegt.

Project Marker Data Manager - GPDN

Table Setup

Select... All Surfaces  Markers... Attributes... Sort... Filter...

Selection Source: Database (2035) Subset (17) Display (17)

Marker Information - 17 of 2035 data items

Name	Surface Name	Type	MD (m)	TVD (m)	TWT (ms)	TVDSS (m)	Color	Source	Geologic Age(Ma)	Remarks	URL
NN	NN	Strat_Marker	0	0	0	0	Black	Gal Loader			
MB	MB	Strat_Marker	35	35	37.238	35	Black	Gal Loader	0	KWDB: PREG-NOP	
q	q	Strat_Marker	88	88	93.627	88	Yellow	Gal Loader	2.6	s.J.	KWDB: PREG-NOP
tpl	tpl	Strat_Marker	125	125	132.993	125	Yellow	Gal Loader	5.3		KWDB: PREG-NOP
lmluo	lmluo	Strat_Marker	173	173	184.062	173	Red	Gal Loader	15	trans.	KWDB: PREG-NOP
leou	leou	Strat_Marker	175	175	186.19	175	Orange	Gal Loader	55	trans.	KWDB: PREG-NOP
krca	krca	Strat_Marker	299	299	318.119	299	Light Green	Gal Loader	83.5		KWDB: PREG-NOP
krca	krca	Strat_Marker	355	355	377.7	355	Light Green	Gal Loader	85.5		KWDB: PREG-NOP
krcc	krcc	Strat_Marker	389	389	409.042	389	Light Green	Gal Loader	99		KWDB: PREG-NOP
smwvf	smwvf	Strat_Marker	460	460	456.917	460	Pink	Gal Loader	248	trans.	KWDB: PREG-NOP
smv	smv	Strat_Marker	496	496	481.337	496	Pink	Gal Loader	249		KWDB: PREG-NOP
sub	sub	Strat_Marker	686.5	686.5	615.662	686.5	Purple	GFDm	250		KWDB: PREG-NOP
suc	suc	Strat_Marker	921.5	921.5	755.512	921.5	Purple	Gal Loader	251		KWDB: PREG-NOP
z4	z4	Strat_Marker	1026	1026	813.283	1026	Brown	Gal Loader	254		KWDB: PREG-NOP
z3	z3	Strat_Marker	1475	1475	1032.18	1475	Brown	Gal Loader	255		KWDB: PREG-NOP
ZZNa	ZZNa	Strat_Marker	2957.5	2957.5	1689.83	2957.5	Blue	GFDm	255.5		KWDB: PREG-NOP
z2	z2_ET	Strat_Marker	2960.2	2960.2	1691	2960.2	Blue	Gal Loader		E.T.	KWDB: PREG-NOP

New Markers

Add... (1) Target Surface... Target Borehole...

Create Surface deaktivieren

Operations

Convert To Depth MD

Shift Markers

Apply (5)

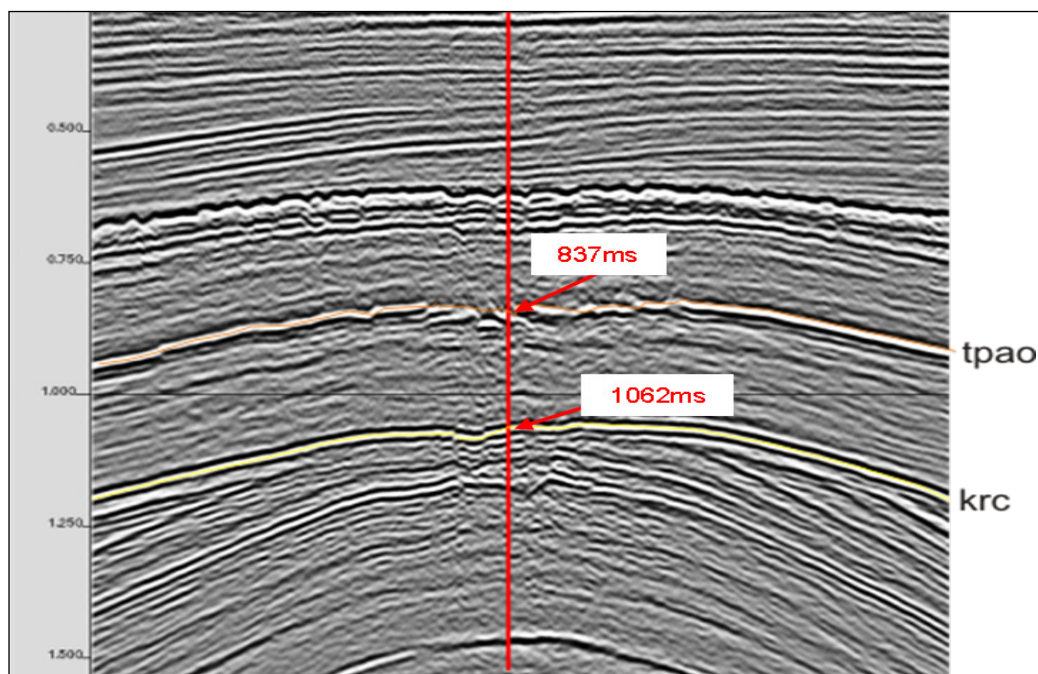
OK Cancel Help

Abbildung 4.31: Arbeitsoberfläche des „Project Marker Data Manager“.

#### 4.2.4.7 Konstruktion von Zeit/Tiefenkurven

Für einige Bohrungen im GPDN-Projektgebiet liegen keine Laufzeitdaten in Abhängigkeit von der Bohrtiefe aus Geophonversenkungsmessungen (GVM) bzw. aus Vertical Seismic Profiling (VSP)-Messungen vor. Um Bohrungsbefunde trotzdem in die 2D/3D Reflexionsseismik einhängen zu können, gibt es die Möglichkeit GVM/VSP-Messungen benachbarter Bohrungen zu verwenden. Hierbei muss beachtet werden, dass sich der geologische Aufbau im Bereich der beiden Bohrungen nicht zu stark voneinander unterscheiden darf. Existieren keine geeigneten Zeit/Tiefenkurven von benachbarten Bohrungen, so kann unter Zuhilfenahme von stratigrafischen Markern, der Seismik und Sonic-Logdaten eine Zeit/Tiefenkurve konstruiert werden. Im Folgenden wird die Vorgehensweise beispielhaft erläutert:

##### *Informationen aus Seismik und Bohrbericht*



**Abbildung 4.32:** Seismisches Profil mit markanten seismischen Reflektoren bekannter Stratigrafie.

Schritt (1): TWT markanter seismischer Reflektoren mit bekannter Stratigrafie notieren (Abbildung 4.32). [hier: Grenze Tertiär/Kreide (tpao) und Basis Oberkreide (krc)]

Schritt (2): Aus Bohrbericht Teufe (TVDSS) der entsprechenden stratigrafischen Marker entnehmen. [hier: tpao=801.4 m u. NN; krc=1121.4 m u. NN]

TVDSS (m)	TWT (s)
0	0
801.4	0.837
1121.4	1.062

Bezugsniveau: NN (nicht KB)

### **Informationen aus Sonic Logs**

Die Analyse der Sonic Logs erfolgt mit Hilfe des „WellEdit“-Moduls (Abbildung 4.33) [Project Manager > Application Manager > Geology Catalog > Well Edit].

Schritt (1): WellEdit im GPDN\_SUB Projekt starten.

Schritt (2): Auswahl des Bohrloches unter **Select Boreholes...**

Schritt (3): Auswahl der Präsentationsdatei unter **Presentation File...**

**Hinweis:** Im Verzeichnis `/disk/mars/projekte/gpdn/Bohrungen/Presentation_File/` ist die Präsentationsdatei „`Gamma_Sonic_test.lpg`“ abgelegt. Mit Hilfe dieser Datei werden der längste GR und DT Log eingelesen und in WellEdit grafisch dargestellt.

Schritt (4): Mit „**Run**“ starten.

Nach dem Start von „WellEdit“ können mit Hilfe des zugehörigen „Statistic Tools“ seismische Geschwindigkeiten für einzelne Logintervalle bestimmt werden. Diese werden zur Berechnung der Laufzeiten (OWT / TWT) des jeweiligen analysierten Intervalls benötigt.

Schritt (5): Statistic Tool starten unter **Tools > Statistics**

Schritt (6): Auswahl des zu analysierenden Logs unter **Curves** im Setup-Menü.

Schritt (7): Festlegung des zu analysierenden Logintervalles unter **Interval** im Setup-Menü.

Schritt (8): Anzeige der Ergebnisse unter **Results**

Mit Hilfe der unter „Results“ angezeigten mittleren seismischen Geschwindigkeit („Mean“; Abbildung 4.34) kann nun die Laufzeit für den analysierten Abschnitt berechnet werden und so die Zeit-Tiefenkurve nach unten hin erweitert werden.

#### **Beispiel für die Berechnung der Laufzeit (OWT):**

Ergebnisse zu dem analysiertem Log-Abschnitt (Abbildung 4.34)

→ Intervall: 1155.50 - 1300 m (MD)

→ Durchschnittsgeschwindigkeit: 430.16 us/m

One-Way-Traveltime für den Logabschnitt

$(1300-1155.50)m * 430.16 us/m$

= 62160 us/m (OWT)

= 0.06216 s (OWT)

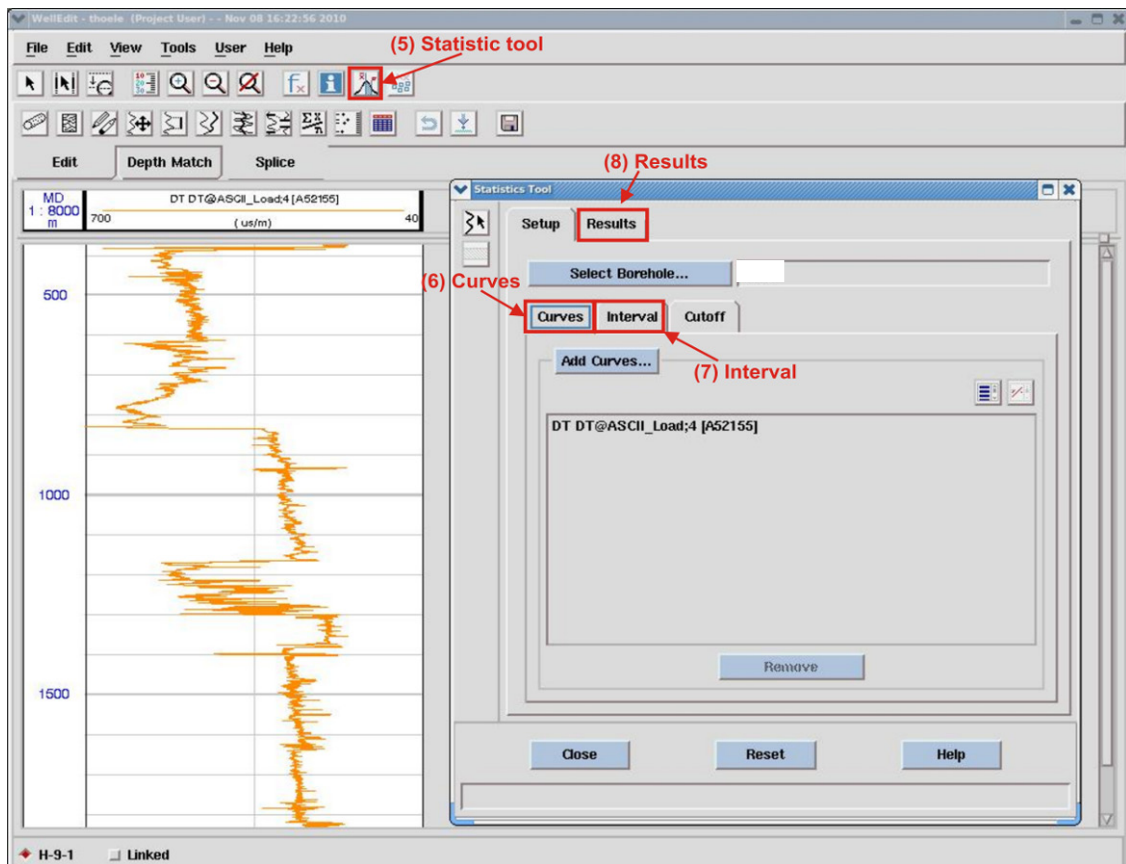


Abbildung 4.33: Arbeitsoberfläche von „WellEdit“.

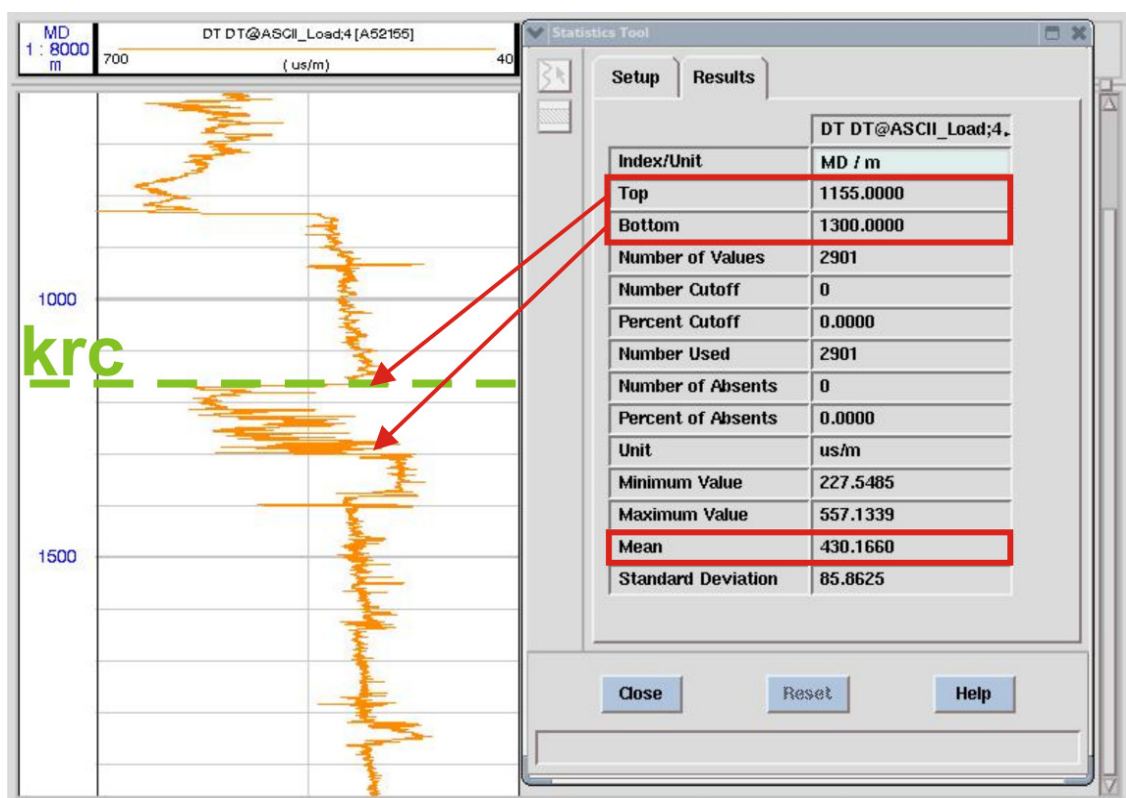
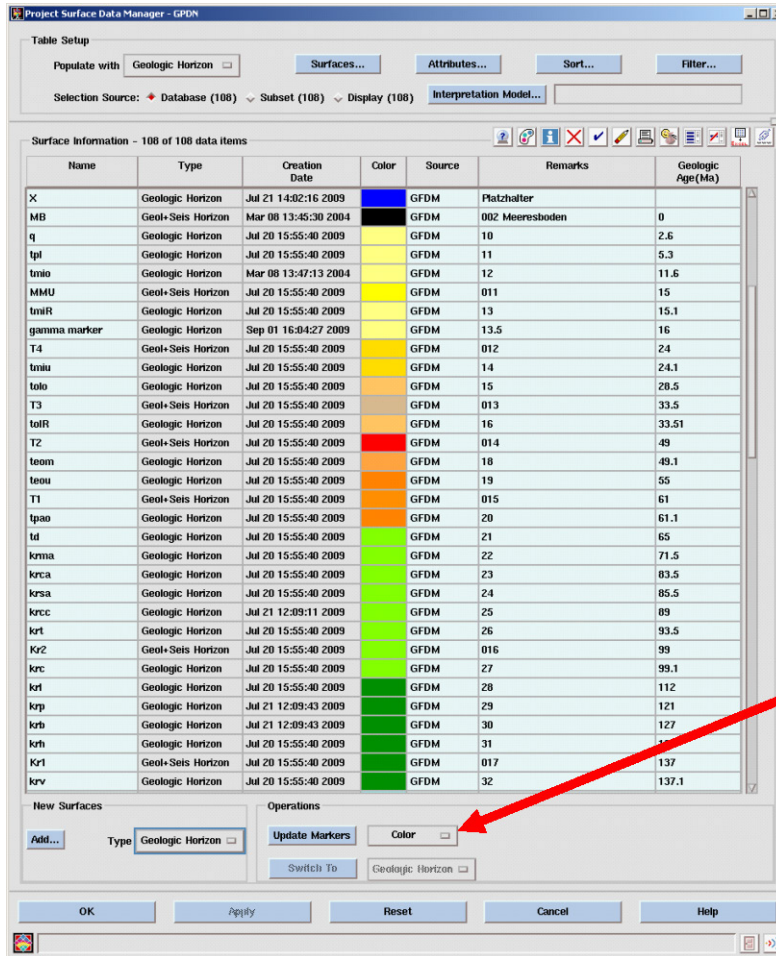


Abbildung 4.34: Anzeige der Ergebnisse im „Statistics Tool“ unter „Results“.

### 4.2.4.8 Aktualisierung von Surfaces



Vorsicht im Project Surface Data Manager!!!

Bei Operation ‚Update Marker‘ ist per default ‚all‘ eingestellt. dadurch werden alle Surface Namen überschrieben!! Wenn man die Farbe der Marker updaten möchten, NUR ‚color‘ einstellen.

Abbildung 4.35: Arbeitsoberfläche des „Project Surface Data Manager“.

### 4.3 Konzept zur Strukturinterpretation

Die Interpretation von Störungen und Salzstrukturen erfolgt im GPDN-Projekt gleichzeitig mit der Neuinterpretation von noch nicht kartierten Gebieten des deutschen Nordseesektors (Entenschnabel). In den folgenden Projektphasen werden Abschnitte des zentralen deutschen Nordseesektors re-interpretiert und mit vorhandenen Kartenwerken (Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland, Teil Nordsee; [[Baldschuhn et al., 2001](#)]) und darauf aufbauenden 3D-Modellen (GPDN Modul A) verglichen. Die Störungen und Salzstrukturen müssen wenn möglich in einem ersten Schritt in einem feineren Maßstab interpretiert werden, um die Geometrie getreu der Kinematik für weitere Analysen zu erhalten. Anschließend werden komplexe Strukturen auf den Projektmaßstab von 1:300.000 generalisiert, wenn möglich mit Erhalt der kinematischen Interpretierbarkeit. Dabei sollten Generalisierungen komplexer Strukturen als Bemerkungen dem Strukturelement (Abschnitt 4.3.3) zuweisbar bleiben. Die Hauptaufgaben bei der Bearbeitung von Störungen und Salzstrukturen im deutschen Nordseesektor liegen in der Interpretation, Katalogisierung und anschließenden 3D-geometrischen Modellierung der einzelnen Strukturelemente. Bei der Interpretation der Strukturen, auf Basis zeitmigrierter seismischer Daten, werden erste Attribute (Streichen, Fallen, Geometrie usw.) und darauf aufbauende Interpretationsergebnisse (u.a. Alter der Störung, Kinematik) mit erfasst (Abschnitt 4.3.3). Mit einem zu erstellenden Geschwindigkeitsmodell des deutschen Nordseesektors und einer Zeit-Tiefen-Migration werden die Strukturinterpretationen in den Tiefenbereich überführt. Dies sind die Voraussetzungen zur Erstellung eines 3D-Modells des Entenschnabels (Modul A.1) mit GoCAD und für die weitere lithologische-fazielle und petrologische Modellierungen mit PETREL und PetroMod. Die Interpretation von Störungen und Salzstrukturen bietet somit das geometrische Gerüst für aufbauende dynamische, kinematische oder strukturelle Modellierungen. Dabei müssen die Kontakte der seismischen Horizonte zu den Salzstrukturen und zu den Störungen lückenlos modelliert werden. Auch dass sich verschiedene Strukturelemente gegenseitig schneiden und versetzen muss bei dieser Modellierung berücksichtigt werden. Solche Netze aus schneidenden Strukturelementen sind von Interesse für die Modellierung und Bewertung potenzieller Wegsamkeiten von Fluiden über große Strecken entlang von Störungen. Zudem ist anzunehmen, dass in Bereichen in denen sich Störungen versetzen, eine Reaktivierung oder gar Inversion der Strukturen vorliegt, eine starke Deformation des Gebirges stattfand und durch diese auch eine Vielzahl von Strukturen in seismisch nicht auflösenden Skalen entstanden. Im Rahmen der Potenzialabschätzung für Kavernen in Salzstrukturen ist weiterhin aufbauend auf das Störungsmodell eine Analyse des Störungsinventars im Deckgebirge, im Umfeld von Salzstrukturen geplant. Weiterhin ist eine Untersuchung des Störungsinventars im Bereich tiefer poröser Gesteinsformationen geplant. Diesbezüglich sind folgend Fragestellungen zu diskutieren:

- Sind die Störungen auf den potenziellen Speicherhorizont beschränkt oder durchschlagen sie auch hangende Barrierehorizonte;
- Ergeben sich durch Störungen für Speicherstrukturen relevante Fallenlagen;
- Die Abschätzung der Komplexität von Reservoiren.

Neben der Abschätzung des Einflusses von Störungen auf das Speicherpotential ist das Vertiefen des Verständnisses der Strukturentwicklung im deutschen Nordseesektor eines der Ziele des Störungs- und Salzstrukturmodells.

In den folgenden Abschnitten werden wesentliche Arbeitsschritte der Interpretation, sowie der konzeptionelle Rahmen zur Datenaufnahme und Datenverwaltung erläutert.

### 4.3.1 Daten für die Strukturinterpretation im Entenschnabel

Die Strukturinterpretation im Entenschnabel kann aufgrund der guten Abdeckung mit 2D-seismischen Daten, aber insbesondere aufgrund der flächendeckenden Abdeckung mit 3D-seismischen Daten, mit einem hohen Detailgrad erfolgen (Abschnitt 3.3). Jedoch bestehen meist auch deutliche Auflösungsverluste der Datensätze unterhalb des Zechsteinsalinars, insbesondere wenn dieses strukturell stark beansprucht ist. Aber auch unterhalb von Salzüberhängen und entlang der Flanken von Salzstrukturen kommt es zu Auflösungsverlusten. Größere Störungszonen, wie die östliche Grabenrandstörung des Zentralgrabens sind häufig in ihrer seismischen Auflösung herabgesetzt. Für größere Eindringtiefen müssen tieffrequente, energiereichere seismische Anregungsquellen genutzt werden, die damit eine geringere Auflösung des Antwortsignals bedingen. Weiterhin werden aus größeren Tiefen tieffrequentere Signale stärker reflektiert, hochfrequente Signale dagegen gedämpft. Aufgrund der Zunahme der Tiefpasswirkung mit größeren Teufen und der Signaldämpfung sind somit insbesondere die tief versenkten Bereiche des Zentralgrabens und des Horngrabens nicht immer eindeutig interpretierbar. Sehr steile oder horizontale Abschnitte einer Störungzone sind mit den zur Verfügung stehenden seismischen Profilen oft nur ungenügend darstellbar. In einigen Bereichen lassen die nutzbaren 3D-seismischen Surveys wiederum Betrachtungen im Detail für einzelne Strukturen zu.

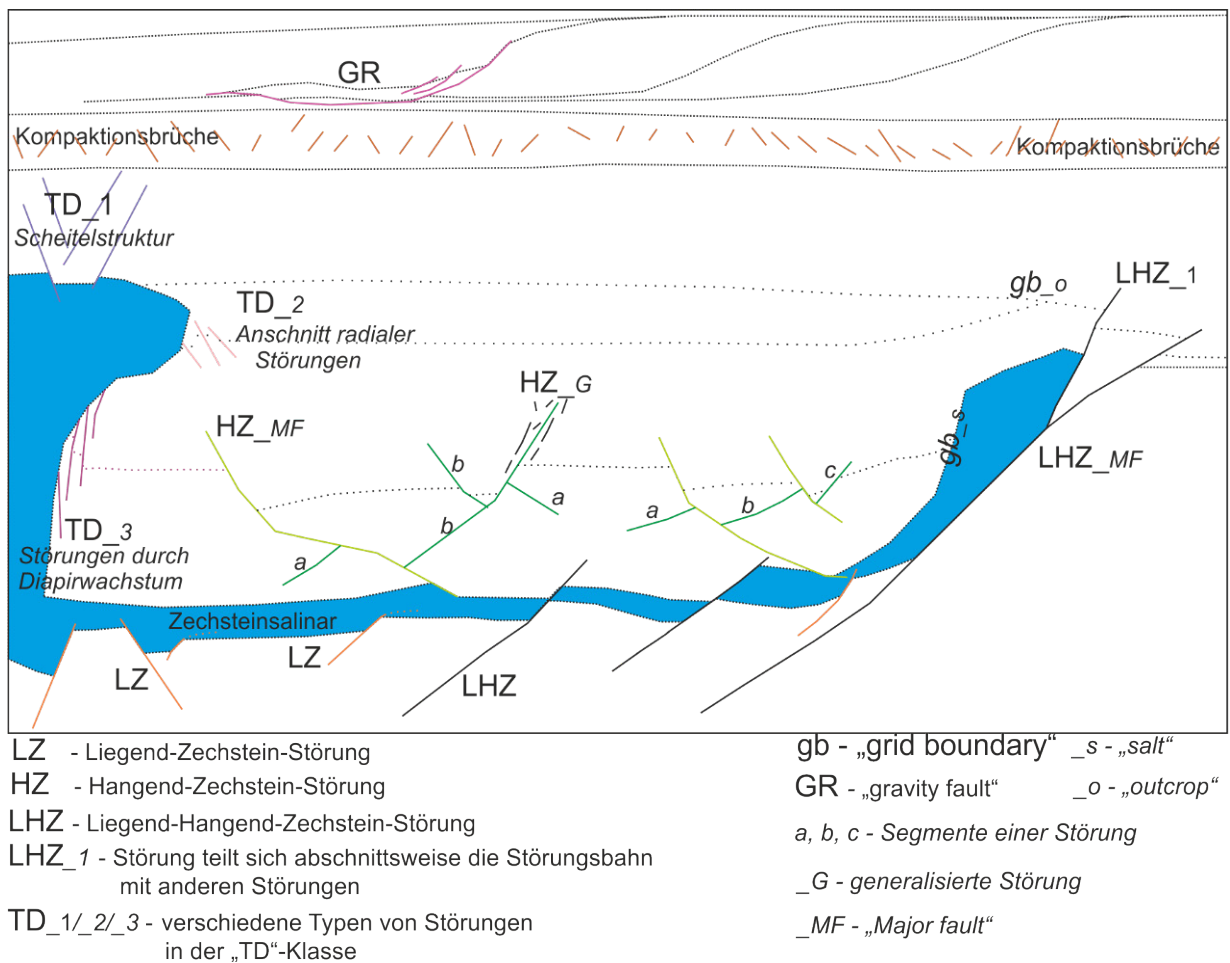
Für den Entenschnabel sind weiterhin Tiefenlinienkarten und Informationen im Southern Permian Basin Atlas (SPBA) zusammengefasst. Die Karten im SPBA [[Doornenbal und Stevenson, 2010](#)] für den Abschnitt des Entenschnabels beruhen auf Interpretationsmodellen der Kohlenwasserstoffindustrie (RWE-Dea, Wintershall). Diese Karten geben einen ersten Eindruck über die Region und sind zudem mit den Anrainerstaaten (Niederlande, Dänemark, Großbritannien) abgestimmt. Jedoch fehlen den Karten genauere Informationen zur verwendeten Datenbasis, deren Bearbeitung, deren Interpretation und anschließenden Generalisierung bei der Kartenerstellung. Dadurch sind solche Kartenwerke, gerade in strukturell komplexen Bereichen, wie zum Beispiel dem Zentralgraben, nur eingeschränkt für die Interpretation und Ableitung von Attributen von Störungen und Salzstrukturen zu verwenden. Ein weiteres wesentliches Problem von Tiefenkartenwerken ist, dass deren Informationen, aufgrund von Generalisierungen und insbesondere in strukturell stark beanspruchten Gebieten, häufig nicht eindeutig in ein 3D-Modell überführt werden können. Inkonsistenzen in Schnittlinearen von Störungen und Salzstrukturen aus verschiedenen Tiefenlagenkarten führen unter Umständen dazu, dass ohne eine Neuinterpretation der Strukturen keine Flächen aus den Daten erzeugt werden können oder unrealistische Geometrien entstehen. Diese und weitere Probleme bei der Umsetzung von geologischen Isobathenkarten in 3D-Modelle werden im Rahmen der 3D-Umsetzung des Geotektonischen Atlas von Nordwest-Deutschland im GPDN Modul A genauer geprüft und bearbeitet. Trotz der im Detail auftretenden



Unstimmigkeiten bildet der Geotektonische Atlas von Nordwest-Deutschland und der Southern Permian Basin Atlas (SPBA), eine fundierte Kartengrundlage mit der die Orientierung während der Interpretation erleichtert wird und wertvolle Hinweise und Interpretationsansätze gegeben sind.

Bohrungen im Arbeitsgebiet haben meist keine seismisch aufzulösenden Störungen durchteuft. Für die Fragestellung der Störungs- und Salzstrukturanalyse erscheint die Bearbeitung von Bohrungen auf den ersten Blick von geringer Bedeutung. Jedoch geben Bohrdaten einen Eindruck der vorhandenen lithologischen Säule und deren rheologischer Beschaffenheit, sowie der Konzentrierung von bruchhafter Deformation in bestimmten Horizonten. Es lassen sich anhand von Bohrungen Bereiche der lithologischen Säule definieren, die zur Bruchtektonik oder Scherung tendieren und damit unterschiedliche Strukturstile ausbilden. So bilden Störungen verstärkt Flachbahnen in Formationen aus, die zur Scherung neigen (Ton, Salz, Kalkmergel), und Rampen in kompetenteren Lithologien (Sandsteine, Kalke). Die geometrisch korrekte Darstellung der Störungen ist stark abhängig von der angewendeten Tiefenkonvertierung und dem zugrunde liegenden Geschwindigkeitsmodell. Dessen Güte wird hauptsächlich durch die eingehenden Bohrdaten bestimmt.

### 4.3.2 Nomenklatur der Störungssegmente



**Abbildung 4.36:** Übersicht über die Nomenklatur der Störungen mit der Darstellung verschiedener Spezialfälle.

Schon ab einer relativ geringen Anzahl an interpretierten Störungen ist, um die Übersicht zu wahren und eine schnelle Selektion zu ermöglichen, eine Nomenklatur der Strukturelemente von Vorteil. Dabei werden vorhandene Eigennamen der Störungen nicht einbezogen, um die Einheitlichkeit zu gewährleisten. Die Eigennamen von Salzstrukturen werden in die Nomenklatur mit einbezogen, da sie zum einen eine gute Orientierungshilfe sind und um im Namen des damit einhergehenden Störungssegmentes schon den Bezug zur bildenden Salzstruktur zu geben.

Es sind vier grundlegende Klassen von Strukturelementen definiert, denen die einzelnen Störungen zugeordnet werden. Diese Klassen sind an die geologischen Gegebenheiten im deutschen Nordseesektor angepasst (Abbildung 4.36). Die Klassen lauten wie folgt: „HZ“ für Hangend Zechstein Störungen, „LZ“ für Liegend Zechstein Störungen, „TD“ für Top Salzstrukturstörungen, „LHZ“ für Liegend/Hangend Zechstein Störungen. Die Unterteilung in Hangend und Liegend Zechstein erfolgt, da die Salze des Zechsteins häufig Deformation im Prä-Zechstein Grundgebirge von der im Suprasalz entkoppeln und selber Deformation durch Scherung aufnehmen. Die Verkürzung oder Streckung im Liegenden und Hangenden des Scherhorizonts ist im Regelfall dieselbe. Sie wird jedoch an anderer Stelle und mit teils anderen Mechanismen abgebaut. Diese als „thin-skinned“ bezeichnete Deformation ist sehr häufig im deutschen Nordseesektor entlang der Grabensysteme, insbesondere in Bereichen hoher Salzprimärmächtigkeiten, ausgebildet. Die tektonische Entkopplung in Hangend- und Liegendstockwerke mit unterschiedlichem tektonischen Gefüge kann auch im Bereich der Rotliegendesalze und Rötalsalze auftreten, ist jedoch dann auf kleinere Gebiete räumlich beschränkt. Deswegen wird dies nicht durch die Nomenklatur genauer gegliedert. Die Unterscheidung in Liegend- und Hangend-Zechstein-Störungen hat zudem den Vorteil, dass Störungen mit oft unterschiedlicher Geometrie und Kinematik voneinander getrennt benannt werden. Die Einteilung in hangende und liegende Störung darf nicht mit deren Alter gleichgesetzt werden. Auch wenn eine Störung nur im Prä-Zechstein ausgebildet ist und diffus im Zechstein endet, kann sie auf jüngere tektonische Ereignisse zurückzuführen sein, was nur durch genauere Analysen im regionalen Kontext ersichtlich wird. Die Entwicklungsgeschichte von Salzstrukturen im Hangenden von Sockelstörungen kann zudem wertvolle Hinweise auf das Alter (oder Reaktivierungsalter) dieser Störungen im Grundgebirge geben.

In Bereichen geringer Salzmächtigkeiten während der Störungsbildung, bei sehr hohen Versatzbeträgen, sowie an den Rändern der großen Grabenstrukturen sind häufig Störungen ausgebildet, die den Zechsteinhorizont deutlich durchschlagen.

Wenn Liegend-Zechstein und Hangend-Zechstein-Segmente einer Störung zuzuordnen sind, so werden sie in die Klasse „LHZ“ eingeordnet. Die vierte Klasse „TD“ für „Top Diapir“ soll Störungen umfassen, die in engem Zusammenhang mit der Salzstrukturentwicklung stehen. Das umfasst in erster Linie Störungen, die Teil von Scheitelstrukturen im Top von Diapiren sind. Wenn Störungen an den Flanken von Diapiren sichtbar sind, die dem Salzaufstieg und der Randsenkendeformation zuzuordnen sind, z.B. übersteile Staffelabschiebungen entlang des inneren „Slope“ der Randsenke, werden diese auch der Klasse TD zugeordnet. Der Bereich, in dem diese steilen Abschiebungen ausgebildet sind, ist jedoch meist durch Salzüberhänge und steil stehende Schichten nicht eindeutig seismisch interpretierbar. Weiterhin werden Störungen dieser Gruppe zugeordnet, wenn sie eindeutig der „aktiven Durchbruchphase“ des Diapirs zuzuordnen sind. Diese Strukturen sind meist nicht

mehr erhalten. Reaktiver Diapirismus, ausgelöst durch Extensionstektonik mit häufiger Intrusion von Salzen entlang der Abschiebungsbahnen, wird jedoch nicht der Klasse „TD“ zugeordnet. Die Störungen werden den Klassen „LZ“, „HZ“ oder „LHZ“ zugeordnet und der Fakt des reaktiven Diapirismus wird in „zusätzlichen Beschreibungen“ (4.3.3) vertieft.

Im Bereich des „Eridanos-Delta“, entlang von Salzstrukturflanken oder entlang von Grabenflanken können verstärkt gravitativ gebildete Strukturen auftreten (Rutschungen, Gleitblöcke usw.). Für diese Strukturen wird die Klasse „GR“ für „Gravity“ eingeführt. Weitere Bruchstrukturen, die nicht tektonisch entstanden sind, treten verstärkt im Paläogen auf. Deren Entstehung wird mit der Kompaktion und einhergehenden Wasserverlusten in feinklastischen Formationen erklärt [[Cartwright, 1994](#)]. Diese Strukturen sind auf das Paläogen beschränkt und durchschlagen nicht die hangenden oder liegenden Abfolgen. In Horizontalschnitten der 3D-Seismik sind diese Störungen durch ein polygonales Bruchmuster gekennzeichnet. Diese Bruchstrukturen werden vorerst nicht kartiert und sind somit durch die Nomenklatur nicht berücksichtigt.

Als weitere geografische Zuordnung folgt nach den geologischen Klassen die Angabe des Nordseesektor-Block (Abbildung 4.37) in der die Störung ausgebildet ist. Häufig ist eine Störung über mehrere Blöcke verfolgbar. In diesem Fall wird die Blockkennung an erster Stelle genannt, in der die Störung am deutlichsten ausgeprägt ist. Danach folgen durch einen Schrägstrich getrennt die Blockkennungen der jeweils zweit- und drittdeutlichsten Ausprägung (nach Streichlänge im Segment, Versatz) der Störung. Gerade im Entenschnabel findet man häufig Störungen, die sich in die Hoheitsgebiete der Nachbarstaaten verfolgen lassen. Dies wird in der Blockkennung durch die Angabe des jeweiligen Landes, in das die Störung streicht, berücksichtigt. Abkürzungen sind „GB“ für Großbritannien, „NL“ für die Niederlande und „DK“ für Dänemark.

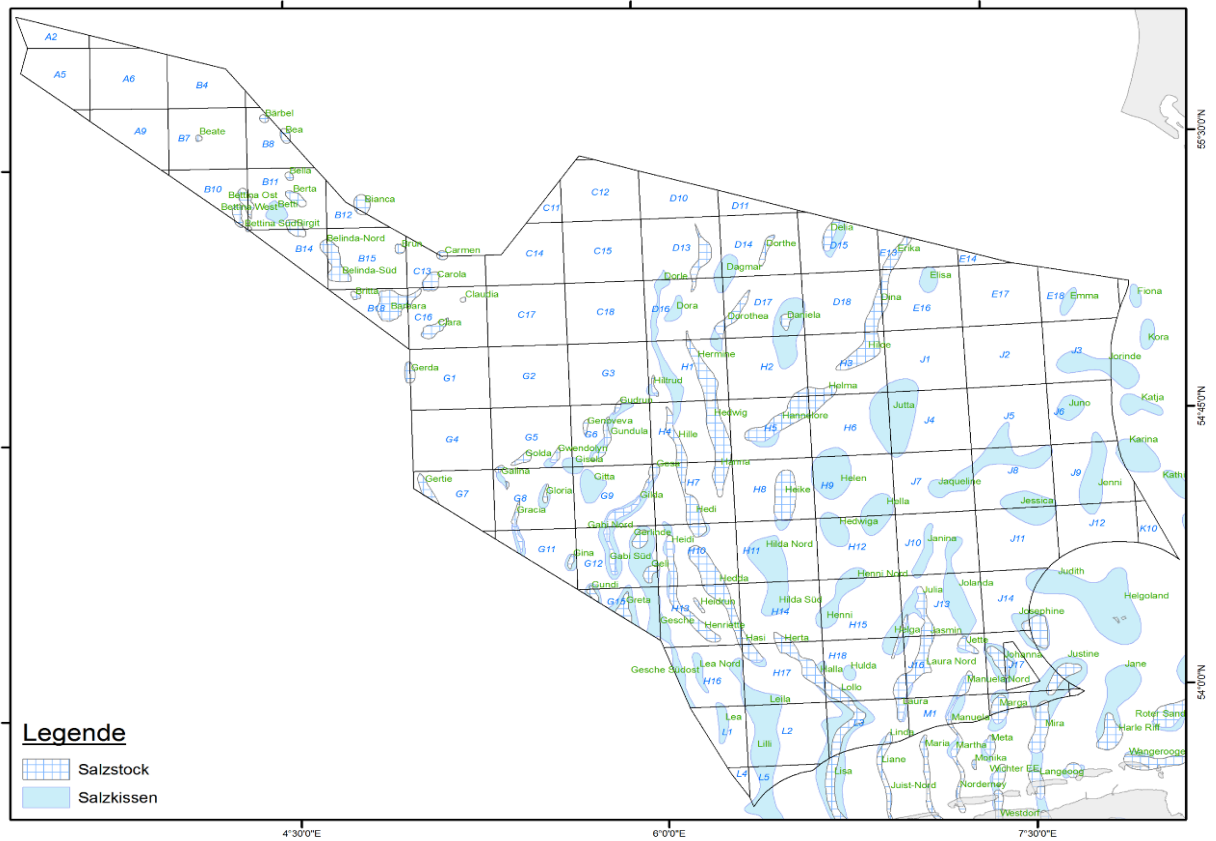


Abbildung 4.37: Blockkennungen im deutschen Nordseesektor. Weiterhin sind die Salzstrukturen auf Basis der Salzstrukturkarte von Norddeutschland 1:500000 [Reinhold et al., 2008] dargestellt.

Die Störungen einer Klasse, innerhalb eines Blocks, werden nach Interpretationsfortschritt laufend nummeriert. Die Nummerierung unterliegt keiner Gewichtung. Wenn eine Störung durch andere Störungen versetzt wird, dann werden die einzelnen Segmente der Störung durch Buchstaben ohne Unterstrich an der Laufnummer (2a, 2b, 2c....) ausgezeichnet. Die Laufnummer wird in diesem Fall wie die Blockkennung nicht verändert. Die Blockkennung für segmentierte Störungen resultiert aus dem gesamten Störungsverlauf.

Bei Störungen die eindeutig im Zusammenhang mit einer Salzstruktur stehen, auch bei Störungen im Sockel die vermutlich ein Auslöser der Halokinese waren, wird anschließend der Eigenname der Salzstruktur mit aufgeführt (Abbildung 4.37).

Als Sonderanhang kann an Störungen aller Klassen am Ende des Störungsnamen noch ein „\_MF“ für „Major fault“ angehängt werden. Dies soll die Selektion von Störungen erleichtern, die wesentlich für den Aufbau eines Modells sind. Der Versatz sollte bei diesen Störungen in der Regel >500ms sein oder die jeweilige Störung ist über mehrere Blöcke verfolgbar.

Ein weiterer Sonderanhang für Störungen aller Klassen ist „\_G“ für „generalisiert“. Störungen, die häufig reaktiviert wurden oder invertiert sind, zeigen oftmals keine deutlichen Störungsbahnen oder bestehen aus einer Vielzahl von unterschiedlichen Segmenten innerhalb einer breiten „Störungszone“. Solche Details sind im angestrebten Modellmaßstab teils nicht mehr darstellbar. Ein weiteres Beispiel für eine solche Generalisierung wäre eine Blattverschiebung, die im Detail stark variierende Bereiche ausbildet mit „flower“-Strukturen, „pull apart“-Bereichen und „horsetail“-Strukturen, die im darzustellenden Maßstab nicht modellierbar sind und zudem für die Gesamtcharakteristik der Struktur nicht von Belang sind.

Für die Erstellung von „Grids“ mit GeoFrame müssen die Horizontausbisse und die Umrisse von Salzstrukturen jeweils für einen Horizont als Begrenzung definiert werden. Um eine übersichtliche Auflistung der Strukturen zu gewährleisten, werden diese Begrenzungen mit „gb“ für „grid boundary“ benannt. Danach folgt die Nennung des jeweiligen Horizontes. Am Ende wird definiert ob es sich um einen Salzkörperumriss („s“ für „salt“) oder um einen Ausbiss des Horizontes („o“ für „outcrop“) handelt.

Im Folgenden werden exemplarisch Beispiele in Nomenklaturschreibweise erläutert.

Der allgemeine Benennungsschlüssel lautet wie folgt:

[Klasse]\_[Blockkennung/ Blockkennung der nächst geringeren Ausbildung der Störung]\_[Laufzahl der Klasse in einem Block]\_[ergänzende Kennungen]

Auswahloptionen für die Klassenauswahl und Kennungen zusammengefasst:

Zur Auswahl stehende Klassen: LZ/ HZ/ LHZ/ TD/ GR/ gb

Ergänzende Kennungen: \_Salzstrukturname/ \_MF/ \_G/ \_o/ \_s

### **Beispiel 1.: TD\_B15/NL\_01\_Barbara**

Es ist auf eine Störung verwiesen, die im Bereich einer Salzstruktur (meist Top) ausgebildet. Das Maximum der Störungsbildung liegt im Block B15. Sie ist jedoch bis in den niederländischen Sektor nachvollziehbar. Die Störung wurde als erste Störung im Block interpretiert und zeigt Hinweise darauf, dass sie im engen Zusammenhang mit der Entwicklung der Salzstruktur Barbara steht.

**Beispiel 2.: LHZ\_B14/C16/G10\_3b\_MF\_G**

Es ist auf eine Störung verwiesen, die im Liegenden und Hangenden des Zechsteinsalinars ausgebildet ist. Die deutlichste Ausprägung hat die Störung in Block B14, mit abnehmender Bedeutung in Block C16 und Block G10. Die Störung ist ein Segment der als drittes bearbeiteten Störung aus der Störungsklasse LHZ im Block B14. Diese ist segmentiert, wobei es sich in diesem Fall um das zweite festgelegte Segment handelt. Aufgrund der deutlichen Ausprägung der Störung in drei Blöcken wird sie als wichtige Störung gewertet („\_MF“). Sie wurde aufgrund ihres komplexen Aufbaus zudem generalisiert.

**Beispiel 2.: gb\_Tr1\_o**

Es wird auf eine Gridbegrenzung verwiesen für den seismischen Horizont Tr1. Diese Begrenzung ist eine Ausbisslinie des Horizontes zum Beispiel durch eine hangende Diskordanz.

### 4.3.3 Tabellarische Dokumentation der Störungsegmente

Um die Nachvollziehbarkeit der Störungsinterpretationen zu gewährleisten werden ergänzende Informationen zu den in „GeoFrame“ interpretierten Störungen in einer Excel Tabelle aufgeführt. Der Aufbau und der Inhalt ist aus einem Tabellenauszug im Anhang zu entnehmen (Kapitel 7). Es hat sich gezeigt, dass sich während der Interpretation einer Region durch fortgeschrittene Erkenntnisse, in angrenzenden Gebieten neue Interpretationsansätze und daraus Änderungen in den abzuleitenden Attributen für die jeweilige Störung ergeben können. Wenn die Kartierung der Störung schon weit früher erfolgte, ist eine Dokumentation grundlegender Parameter der Geometrie und Genese von Vorteil, um ältere Interpretationsansätze nachzuvollziehen und mit neueren zu vergleichen. Zudem ist für Nutzer des finalen Störungsmodells, die auf die Interpretation der Daten keinen Einfluss hatten, eine möglichst detaillierte Darstellung der Interpretationsansätze und abgeleiteter Attribute wesentlich. Erst durch die Nachvollziehbarkeit wird es möglich das Strukturmodell für vielfältige andere Modellierungen und Analysen als Datengrundlage zu verwenden.

In der Excel-Datei werden die verschiedenen Störungsklassen der Nomenklatur entsprechend in verschiedenen Tabellenblättern verwaltet um eine bessere Übersicht zu gewährleisten. Die „Liegend-Zechstein Störungen“ und die „Liegend-Hangend-Zechstein Störungen“ sind in einem Tabellenblatt zusammengefasst. In einem weiteren Tabellenblatt werden die „Hangend-Zechstein Störungen“, Störungen im Zusammenhang mit Diapirstrukturen (TD) und gravitativ getriebene Strukturen aufgelistet. Durch die Filterfunktionen von Excel ist ein schneller Zugriff auf einzelne oder eine Auswahl von Strukturen innerhalb eines Blocks gegeben. Die Tabellenspalten mit den jeweiligen Attributen sind wie folgt definiert:

- 1.) Störungsname
- 2.) Blocknummer
- 3.) In der Spalte Interpretationsbasis wird der Datensatz angegeben auf dem die Interpretation beruht.
- 4.) Die angegebene Farbnummer verweist auf die Farbuordnung in GeoFrame. Dies dient zur besseren Orientierung in der Interpretations-Software „IESX“.
- 5.) In der Spalte „scale“ wird der Störung eine Größenklasse zugeordnet. Die Definition der Klassen beruht auf der Größe des Versatzes in der Laufzeit,

aber auch auf der Wichtigkeit der Störung für das Gesamtstrukturbild. Je nach Modellierungsansatz können durch dieses Filterattribut Störungen in die Modellierung mit einbezogen oder ausgeschlossen werden. Der Klasse „small“ sind Störungen mit Sprunghöhen  $<50$  ms zuzuordnen, der Klasse „medium“ Störungen  $<200$  ms und der Klasse „major“ Strukturen mit einer Sprunghöhe  $>200$  ms. Zu beachten ist, dass sich das Verhältnis von Laufzeit zur tatsächlichen Tiefe mit der Eindringtiefe ändert. Aus Erfahrungen zeigt sich, dass die Laufzeiten der Formationen nahe der Oberfläche im Bereich der Nordsee in etwa  $2000$  m/s (TWT) betragen. Dadurch entspricht der Tiefenwert in etwa der OWT. Durch die stärkere Kompaktion der tiefer versenkten Einheiten und andere vorherrschende Lithologien kann sich dieses Verhältnis mit der Tiefe deutlich ändern. Weiterhin muss darauf geachtet werden das mögliche invertierte Störungen nicht in ihrem Versatz unterschätzt werden. Bei einer Inversion kann es auftreten, dass Störungen in ihre „Nullstellung“ (kein Versatz am Bezugsniveau; die Störung ist nur durch Deformation des Hangendblockes genauer zu fassen) zurücküberführt werden und dadurch, insbesondere im Prä-Zechsteingrundgebirge, schwer zu interpretieren sind.

- 6.) In der Spalte „Lage“ wird die Lage der Störung innerhalb eines Blocks angegeben. Meist mit Bezug auf größere, schnell zu findende Strukturen wie Salzstöcke.
- 7.) In der Spalte „Streichen“ ist die Streichrichtung der Störung angegeben. Die Angabe mehrerer Richtungen verweist auf die Schwankungsbreite des Parameters
- 8.) In der Spalte „Typ“ werden die Störungen nach ihrer Kinematik klassifiziert (u.a. normal, strike-slip, reverse, thrust, inverted). Einige Angaben (u.a. relay-ramp, domino-fault) verweisen weiterhin auf regionale, tektonische Zusammenhänge.
- 9.) Die Spalte „Störungsgeometrie“ soll einen kurzen Eindruck der Störungsgeometrie vermitteln. Dabei werden von der Basis zum Top der Störung die Hangend-Rampen und Hangend-Flachbahnen aufgelistet und in welcher Stratigrafie sie ausgeprägt sind. Teils wird die vertikale Position (in Laufzeit) des basalen Scherhorizontes angegeben. Bei den Rampengeometrien wird zwischen steiler, flacher und normaler Rampe unterschieden.
- 10.) In der Spalte „Alter“ werden wenn möglich die Entstehungs- und Reaktivierungsalter einer Störung angegeben. Teils auch relativ zueinander. Diese Angaben beruhen auf ersten Analysen zur Genese des Strukturraumes. Dazu zählen Ableitungen aus Mächtigkeitsschwankungen einzelner Einheiten, syntektonische Sedimentation, Zusammenhänge mit der Salzstrukturgenese oder die Untersuchung von Schnittkriterien entlang einzelner Störungen. Altersangaben mit einem Fragezeichen verweisen auf nicht vollständig gesicherte Altersangaben.
- 11.) Die Spalte „Beschreibung/Interpretation“ wird frei, stichpunktartig befüllt. In dieser Spalte werden ergänzende geometrische Informationen, Aussagen zur Genese und zur Interpretierbarkeit der Störung aufgeführt. Des Weiteren werden Informationen aufgeführt die eine Altersbestimmung ermöglichen.
- 12.) Die Spalten „typische jux-Hangendblock“ und „typische jux-Liegendblock“ (jux für „juxtaposition“) stellen grob typische stratigrafische Überschneidungsverhältnisse entlang der Störung dar vom Top zur Basis der

- Störung (Allan-Map). In der einen Spalte wird die Stratigrafie des Hangendblock in der anderen die des Liegendblock aufgeführt. Die stratigrafische Überschneidung ist eine Folge aus der Größe des Versatzes, der Störungsgeometrie und deren Alter.
- 13.) Die Spalte „Versatzverlauf im Streichen“ gibt Hinweise auf die Deformationsverteilung entlang der Störung an. Dabei wird meist auf den Vertikalversatz Bezug genommen. Wenn möglich wird auf mögliche Horizontalversätze verwiesen. Es werden keine Beträge angegeben. Jedoch wird ein Trend mit minimalen und maximalen Vertikalversatz in Bezug zum gesamten Störungssegment angegeben. Der Versatzverlauf kann ein Zusammenspiel mit benachbarten Störungen andeuten oder eine Änderung in deren Geometrie und Kinematik. So kann der Versatz im mittleren Verlauf einer Störung am größten sein, einen Trend aufweisen von einem Ende zum Anderen oder stark schwanken.
  - 14.) Die Spalte „Generalisierung“ enthält Aussage über etwaige Vereinfachungen des Störungsverlaufs bei komplexen Geometrien und Störungszonen.
  - 15.) Die Spalte „dip-direction“ gibt das Einfallen der Störungsfläche an.
  - 16.) Die Spalte Bearbeiter verweist auf den Interpreten.
  - 17.) Die Spalte Bearbeitungsstand beschreibt den Stand der Analyse und Interpretation der Störung. So kann es sein, dass die Störung nur im Bereich bestimmter, seismischer Horizonte interpretiert wurde oder die Interpretation in Bereichen noch nicht vollständig abgesichert ist. Eine fertig bearbeitete Störung wird mit „final“ angegeben.

Ein weiteres Attribut das während der Interpretation auf Basis der Seismik angegeben werden könnte, ist das reflexionsseismische Erscheinungsbild der Störung. Als Kriterium gilt hier, ob die „Störungsfläche“ erkennbar ist oder die Störung nur als breite schlecht reflektierende Zone erkennbar ist. Einige Störungsverläufe sind aufgrund vieler kleinskaliger Heterogenitäten nicht genau zu erfassen und werden generalisiert. Eine konsistente Erfassung dieser Eingriffe ist bei der folgenden Strukturmodellierung von Bedeutung. Eine Erweiterung der Zusatzbeschreibung zu den Störungen wird im weiteren Projektverlauf erfolgen.

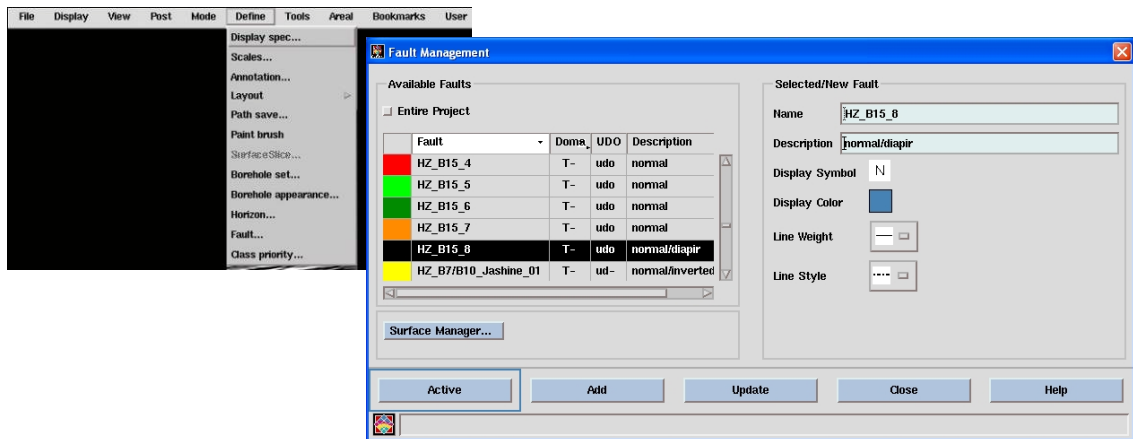


### 4.3.4 Arbeitsablauf („*workflow*“): Strukturinterpretation

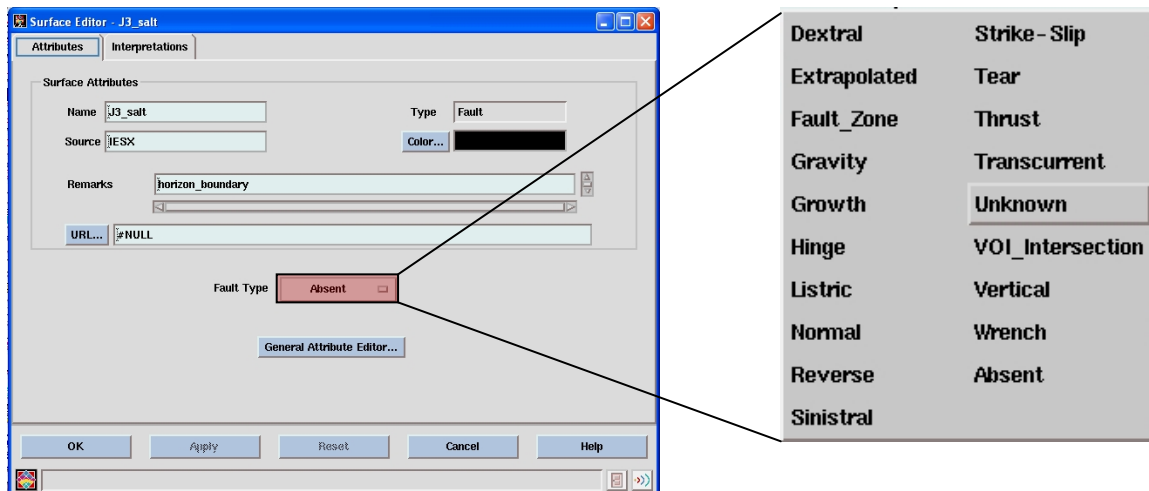
#### 4.3.4.1 Technische Hinweise zur Störungsinterpretation in IESX

##### Anlegen einer Störung in IESX

- Das Anlegen einer Störung in IESX Seis 2D oder Seis 3D erfolgt über die Auswahlleiste unter [Define] -> im Scrollleiste unter [Fault].



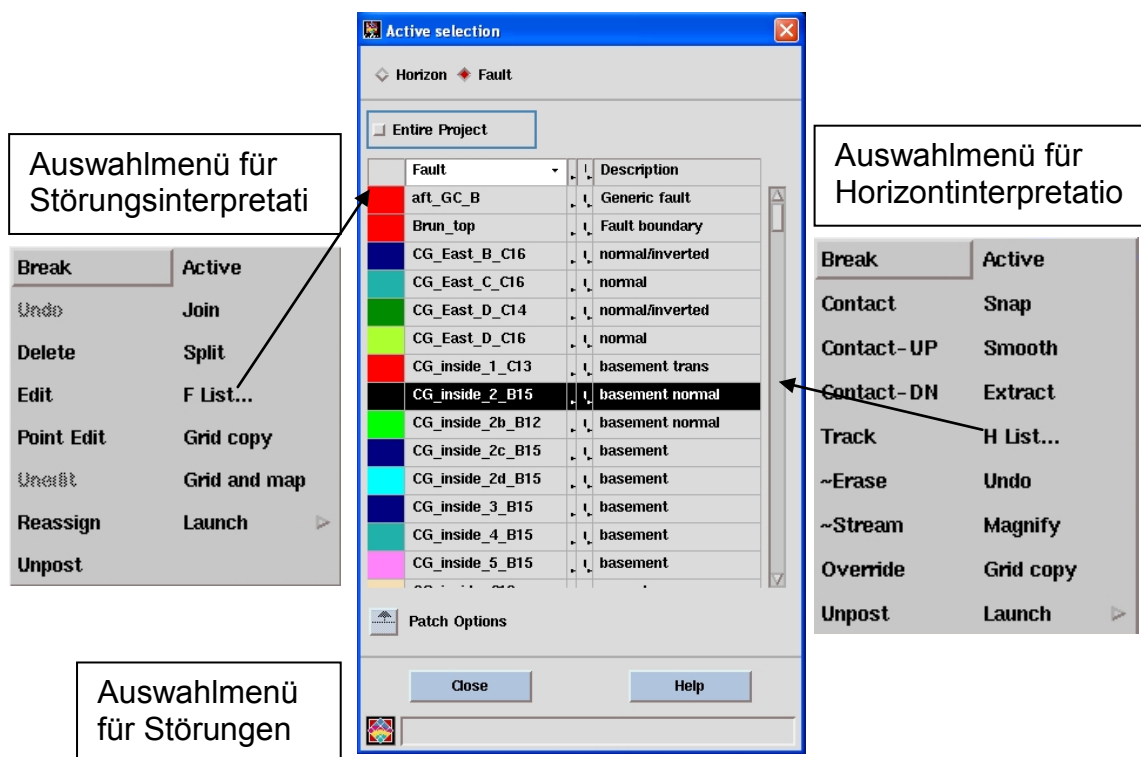
- Im öffnenden Fault Management Fenster sind alle im GeoFrame-Projekt vorhandenen Störungen aufgelistet. Es können sowohl die Informationen und Einstellungen einer gegebenen Störung verändert werden [Update] oder eine neue Störung durch [Add] hinzugefügt werden. Im Feld [Name] wird entsprechend der Nomenklatur (4.3.3) der Name der Störung angegeben. Im Feld [Description] werden Zusatzinformationen zur Störung notiert. Zudem besteht die Möglichkeit individuelle Einstellungen zum Layout der Störung in der „Basemap“ und in „Seis 2D/3D“ vorzunehmen. Durch den Button [Active] wird die Störung für die Interpretation aktiviert.



- Weitere Voreinstellungen zu Störungen sind über den „Surface Editor“ möglich, zu erreichen ist dieser in der Basemap über [Post] -> [Post Fault Segments] -> Doppelklick auf den LMB auf die zu editierende Störung. Im geöffneten „Surface Editor“ erfolgt über den Button [Fault Type] die Angabe des Störungstyp nach den Vorgaben von IESX. Mit [Apply] werden die Änderungen bestätigt.

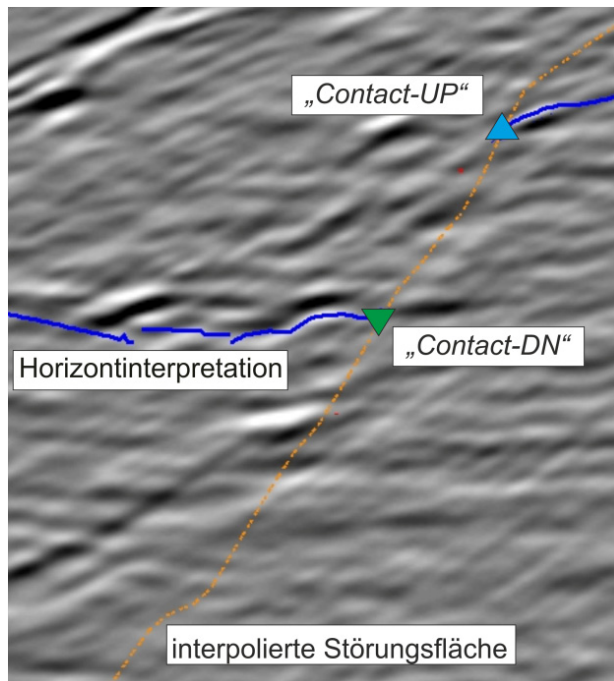
### Interpretation einer Störung und Setzen der Störungs-Horizontkontakte

- Im IESX Interpretationsfenster mit gedrücktem RMB öffnen sich je nachdem ob ein Horizont oder eine Störung zur Interpretation aktiviert ist verschiedene Leisten. Über H-List oder F-List lässt sich ein Auswahlfenster öffnen in dem man Horizonte oder Störungen zur Interpretation aktivieren kann.



- Die Interpretation erfolgt wie auch bei Horizonten durch drücken des LMB. Die Interpretation wird mit [BREAK] beendet. Mit [Point Edit] können die Vertex-Punkte der Störungslinie editiert werden. Mit [Reassign] kann die Interpretation einer, zur Editierung freigegebenden, Störungsgeometrie zugeordnet werden.

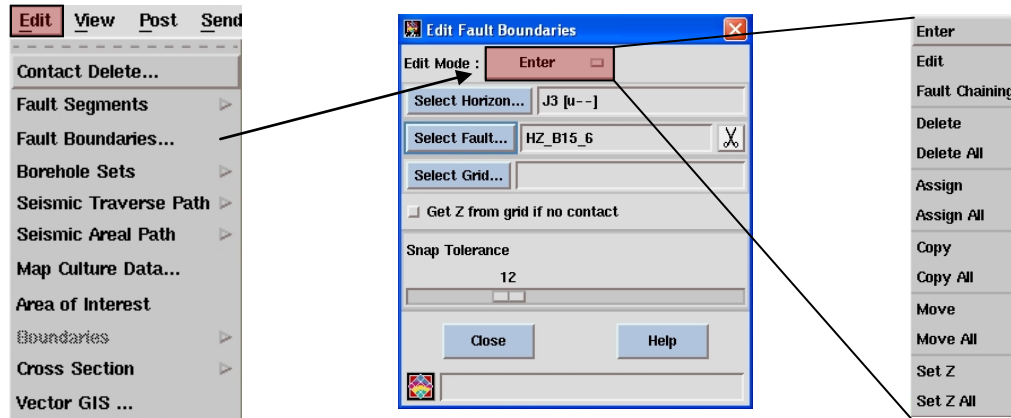
Nach der Interpretation der Störung im Profil erfolgt das Setzen der Kontakte zu den schneidenden Horizonten. Dazu muss der jeweilige Horizont aktiv sein. Mit dem RMB setzt man nun jeweils den Kontakt des Liegendblocks zur Störung [Contact-UP] und des Hangendblocks zur Störung [Contact-DN]. Bei einer Aufschiebung liegt demzufolge der [Contact-DN] über dem [Contact-UP]. Darauf ist insbesondere bei dem Setzen der fault-boundaries in der IESX-Basemap zu achten.



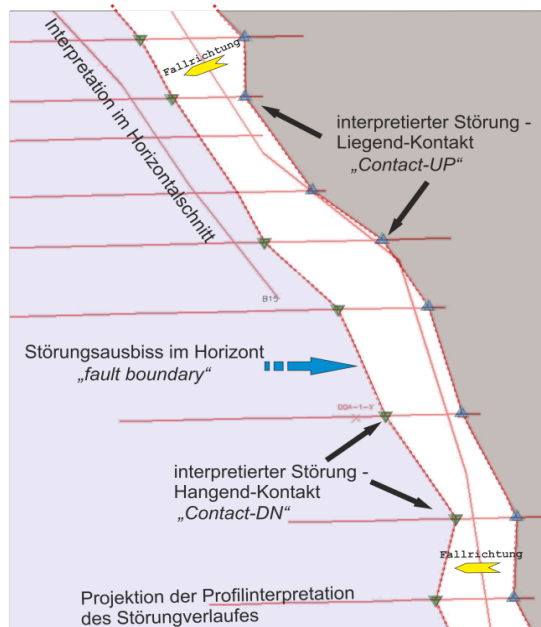
Break	Active
Contact	Snap
Contact-UP	Smooth
Contact-DN	Extract
Track	H List...
~Erase	Undo
~Stream	Magnify
Override	Grid copy
Unpost	Launch

**Erstellen einer Störungsbegrenzung „fault boundary“ in der Basemap**

- Nachdem die Störung interpretiert ist und die jeweiligen Horizontkontakte gesetzt sind, wird der Störungsausbiss „fault boundary“ im jeweiligen Horizont definiert. Über [EDIT] in der Kopfleiste besteht die Möglichkeit Störungen und deren Kontakte zu Horizonten zu editieren. Weiterhin wird über diese Auswahl [Fault Boundaries] der Ausbiss der Störung im Horizont definiert.



- In Menü [Edit Fault Boundaries] erfolgt die Erstellung der Störungsbegrenzungen. Mit [Select Horizon] wird der jeweilige gestörte Horizont ausgewählt. Mit [Select Fault] wird die Störung ausgewählt für die eine Begrenzung erstellt werden soll. Über [Edit Mode] sind verschiedene Möglichkeiten gegeben die „fault Boundary“ zu editieren.

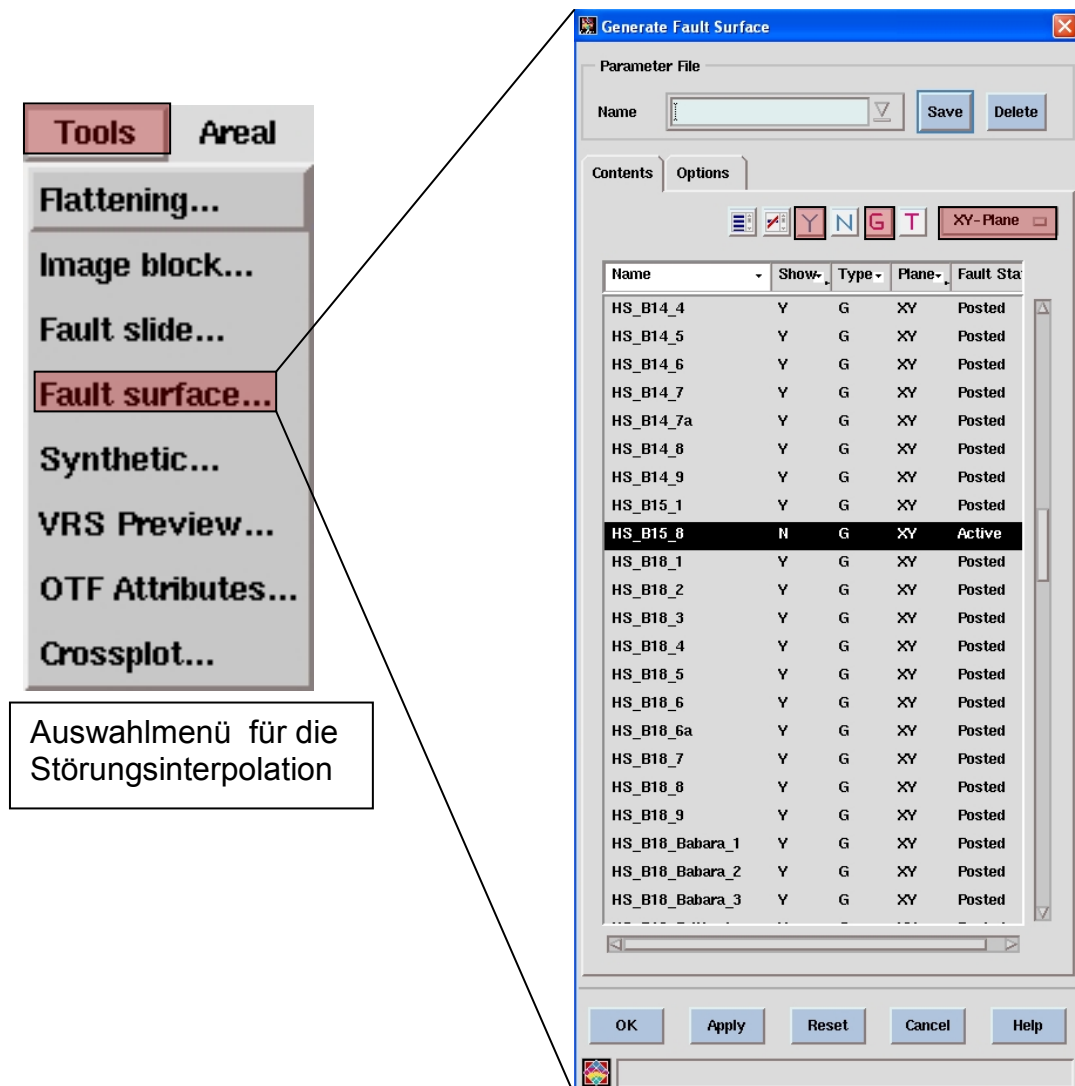


Aufsicht auf die Störungsinterpretation einer Abschiebung in der

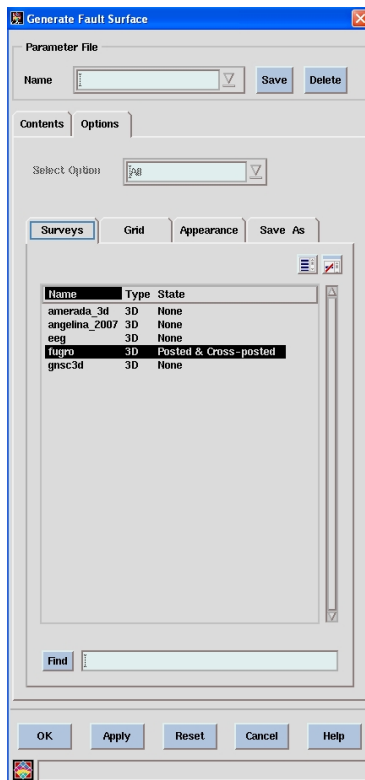
- Die „fault boundary“ wird erstellt indem man ein Polygon entlang der Störungskontakte und Horizontinterpretationen erstellt. Ähnlich wird vorgegangen bei der Erstellung der Salzstrukturumrisse und Ausbisse von Horizonten an Diskordanzen.

## Interpolation einer Fläche zwischen interpretierten Störungsverläufen

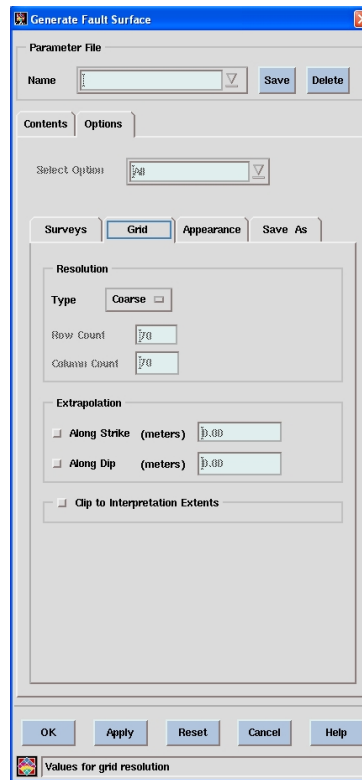
- Zur Überprüfung der interpretierten Verläufe einer Störung ist es möglich in IESX Seis2D&3D zwischen den Interpretationen eine interpolierte Störungsfläche zu generieren. Diese Interpolation ist auch in Profillagen ohne Interpretation ersichtlich. Hier lässt sich im Vergleich mit der Seismik die Schlüssigkeit der Interpretation und daraus resultierenden Interpolationen bewerten. Weicht die Interpolation stark von dem seismischen Bild ab muss in dieser Profillage eine weitere Interpretation eingefügt werden um die Interpolation besser anzupassen. Durch diese Vorgehensweise ist auch gewährleistet unsinnige Störungsgeometrien schon vor der Modellierung auszuschließen.
- Das Menü zur Interpolation von Störungsflächen ist in Seis2D&3D über die Kopfleiste [Tools] -> [Fault Surface] anzuwählen. Es öffnet sich ein Menü indem die zu interpolierende Störung ausgewählt werden kann. Mit den Button [Y] wird die Interpolation angezeigt. Mit den Button [G] und [T] ist zwischen den verschiedenen Flächendarstellungen auszuwählen. Die besten Interpolationsergebnisse ergaben sich bei aktiviertem „Type“ [G] in der [XY-Plane].



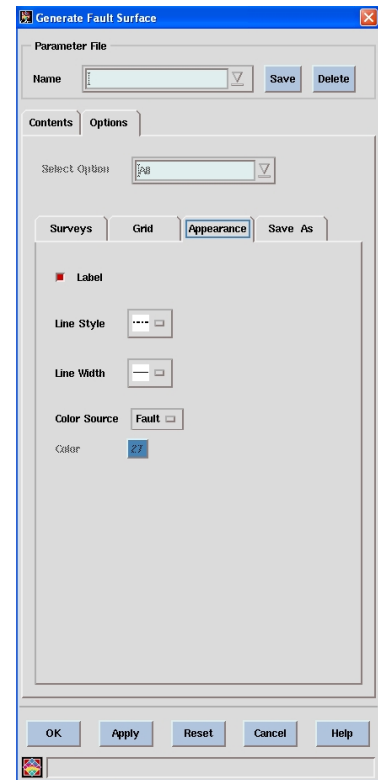
- Das Menü zur Interpolation von Störungsflächen ist in Seis2D&3D über die Kopfleiste [Tools] -> [Fault Surfaces] anzuwählen. Es öffnet sich ein Menü indem die zu interpolierende Störung ausgewählt werden kann. Mit den Button [Y] wird die Interpolation angezeigt. Mit den Button [G] und [T] ist zwischen verschiedenen Flächendarstellungen auszuwählen. Die besten Ergebnisse ergaben sich bei aktivierten „Type“ [G] in der [XY-Plane].
- Über die Auswahl [Options] sind mehrere weitere Menüs anwählbar. Im Menü [Surveys] besteht die Möglichkeit auszuwählen, in welchem seismischen Datensatz die Interpolation der Fläche erfolgen soll, wenn zum Beispiel die Störungsinterpretation auf Basis verschiedener seismischer Datensätze erfolgte. Im Menü [Grid] sind Parameter zur Grid-Erstellung genauer festzulegen. Im Menü [Appearance] kann die Darstellung in der Interpretationsansicht festgelegt werden.



Menü [Surveys]



Menü [Grid]



Menü [Appearance]

Detaileinstellungen zur Störungsinterpolation in IESX Seis3D

#### 4.3.4.2 Interpretation von Störungen

Im Gegensatz zur Interpretation von „seismischen *Surfaces*“ (Abbildung 4.46, 5.2) wird in GeoFrame IESX kein automatisiertes „Tracking“ von Störungen mit festgelegten Attributen angeboten. Die automatische Erfassung von Störungen in einer Seismik ist aufgrund der sich häufig ändernden Charakteristiken einer Störung entlang des Streichens nur schwer zu lösen. Die Ableitung seismischer Derivate (structural cube & variance cube) aus 3D-seismischen Daten kann wertvolle Hinweise für die Strukturinterpretation bieten. Dies wird in folgenden Abschnitten dargestellt. Auf Basis dieser seismischen Derivate bieten einige Softwarelösungen (u.a. PETREL, GeoFrame Geoviz) automatisierte Störungsnetzanalysen an („Ant-Tracking“). Dies ist insbesondere interessant für sehr detaillierte Studien für einzelne Strukturen. Jedoch müssten diese Analysen für die Zwecke einer Übersichtskartierung aufwendig nachbearbeitet werden. Aus diesem Grund und der fehlenden Abdeckung mit 3D-seismischen Daten wird für die Kartierung im deutschen Nordseesektor eine manuelle Interpretation von Störungen vorgenommen. Das seismische Erscheinungsbild der Störung ist unter anderem abhängig von entlang der Störung aneinander grenzender Lithologien, vom Einfallen der Störung, vom internen Bau der Störungszone, sowie von Einscherungen und Intrusionen mit Ton und Salz. Somit erfolgt die Interpretation der Störungen ausschließlich manuell und unter Zuhilfenahme von Spezialtools („Generate Fault Surface“) die in IESX geboten werden. Die Strukturinterpretation, sowie auch die Interpretation der seismischen *Surfaces* erfolgt im „GPDN\_SUB“-Projekt (4.2.1).

In der Regel sollte man das Arbeitsgebiet und umliegende Regionen vor der Interpretation der Seismik anhand vorhandener Daten betrachten (Kapitel 2). Falls wie im Fall des Nordseeraums Übersichtskartenwerke existieren, die einen guten Überblick zum Strukturaufbau, zur Tiefenlage, zu Mächtigkeiten und zur Paläogeografie bieten (u.a. Southern Permian Basin Atlas, Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland, Millennium Atlas) sind daraus eine Vielzahl an Informationen für eine detaillierte Interpretation abzuleiten, die somit auch die vorhandenen Interpretationsmöglichkeiten einschränken:

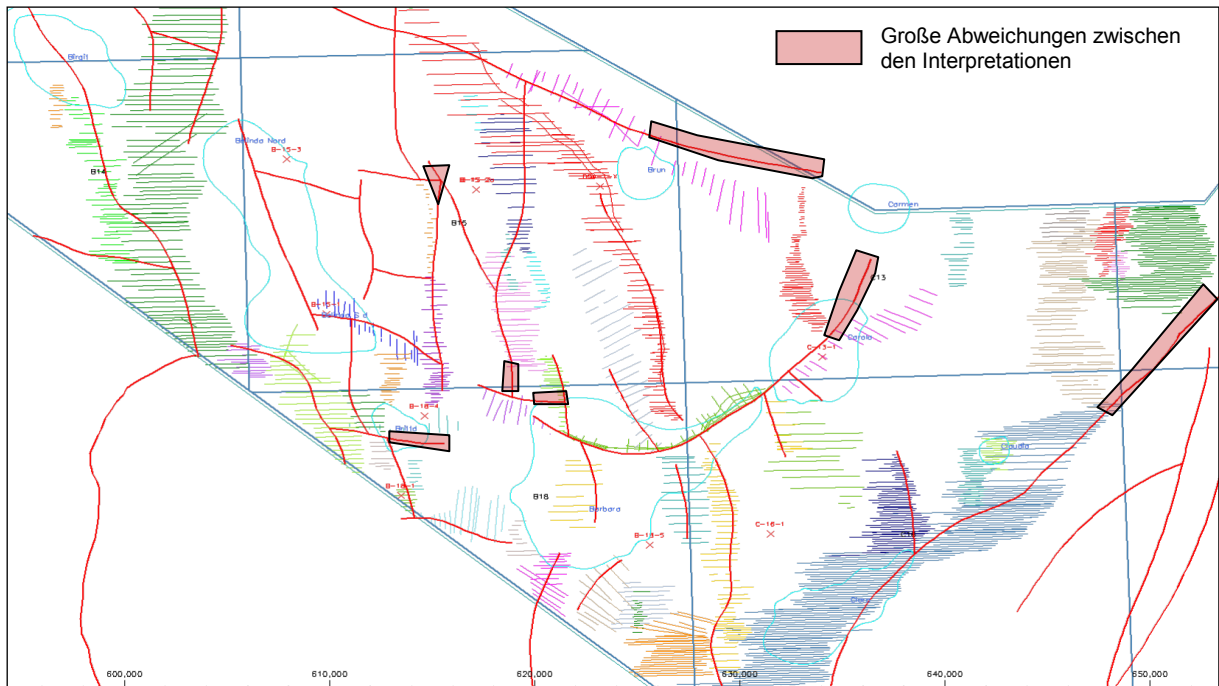
- Strukturrichtung und das Strukturregime der Großstrukturen
- Tektonische Phasen und deren Paläo-Spannungsfeld, das im Arbeitsgebiet zum Ausdruck kommen könnte.
- Wahrscheinliche Strukturtypen und Geometrien bezüglich der Rahmenbedingungen.
- Paläogeografische Verteilung von Scherhorizonten (Salinare, mächtige Tonabfolgen).
- Varianz des Strukturbildes (bestimmte Strukturelemente in bestimmten Bereichen des zu interpretierenden Datensatzes).
- Erste Einschätzungen zur Zeitlichkeit der Strukturentwicklung und der zu erwartenden Wechselwirkungen mit der lithologischen Abfolge (syntektonische Sedimentation).

Je nach Güte der Datenbasis kann anhand solcher Vorbetrachtungen die Detailinterpretation an den regionalen Rahmen angepasst werden und Interpretationsansätze, die dem überregionalen Gegebenheiten nicht entsprechen ausgeschlossen werden.

Als ersten Interpretationsschritt sind seismische Profile auszuwählen, die am besten das Strukturbild der Arbeitsregion widerspiegeln. Als Grundsatz der Strukturinterpretation gilt, dass eine Profilinterpretation anhand von Vertikalprofilen möglichst senkrecht zur Streichrichtung der Strukturen erfolgen sollte. Diese Übersichtsprofile werden in GeoFrame mit vordefinierten „Störungsklassen“ bearbeitet. Die Störungsklassen wurden nach Störungstypen (u.a. normal, reverse, strike-slip, inverted) und der Dominanz im Arbeitsgebiet (u.a. normal major, normal minor, inverted minor, inverted major) angelegt. Solch ein Interpretationsansatz gibt einen ersten Eindruck von der Strukturdichte, der Geometrie bestimmter Störungstypen, der Streichrichtung verschiedener Strukturtypen (Multiphasentektonik), der Bindung von bestimmten Strukturen an bestimmte Gebirgsstockwerke, einer möglichen Reaktivierung und Inversion von Strukturen oder auch von der Überlagerung und Überschneidung verschiedener Strukturgenerationen. Durch solche Übersichtsansätze soll vermieden werden, dass mehrere Revisionen der Interpretation im Arbeitsfortschritt notwendig werden.

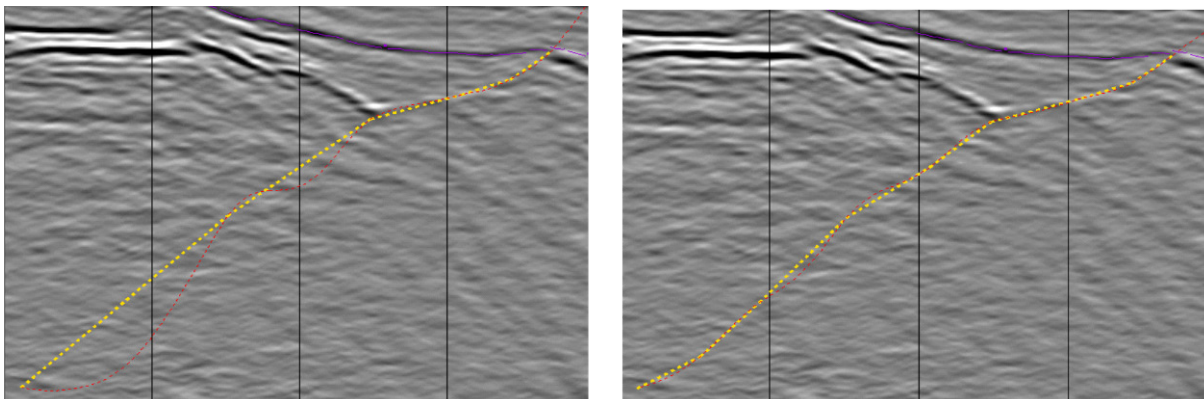
Anschließend erfolgt die detaillierte Interpretation von einzelnen Störungslinien (fault-sticks) in mehreren Profilschnitten, senkrecht zum Störungsverlauf, teils aber auch in Horizontalschnitten (in 3D-Seismik). Diese Linieninterpretationen werden einer spezifischen Störung zugeordnet, die nach der in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Nomenklatur jeweils angelegt wurde. Die Interpretationen von einzelnen Störungslinien (fault-sticks) sollten stets mit einer nachvollziehbaren Idee von Genese und Kinematik erfolgen, die im Einklang mit der Interpretation des gesamten Störungsverlaufes steht. Die zusätzliche Anzeige von Störungselementen aus Tiefenlinienkarten (Southern Permian Basin Atlas, Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland) im Interpretationssystem, dient als weitere Grundlage und Orientierungshilfe für die Interpretation (Abbildung 4.38). Im Vordergrund der Kartierung sollte stets die Verfolgbarkeit der Strukturen in der zugrundeliegenden Seismik stehen. Zu Beginn einer Interpretation sollte zuerst der Verlauf der Störung in die Tiefe und entlang des Streichens in mehreren Profilschnitten nachvollzogen werden, um mehrfache Änderungen der Interpretation zu vermeiden. Der Abstand zwischen den interpretierten Störungslinien einer Störung sollte an die Komplexität und Heterogenität der Störungsfläche angepasst sein. Für die Kartierung des Entenschnabels werden meist Profilabstände zwischen 100 m und 1 km gewählt. In der zentralen Nordsee ist die Interpretationsdichte abhängig von der Dichte des Netzes der 2D-Seismik (Abbildung 3.4).





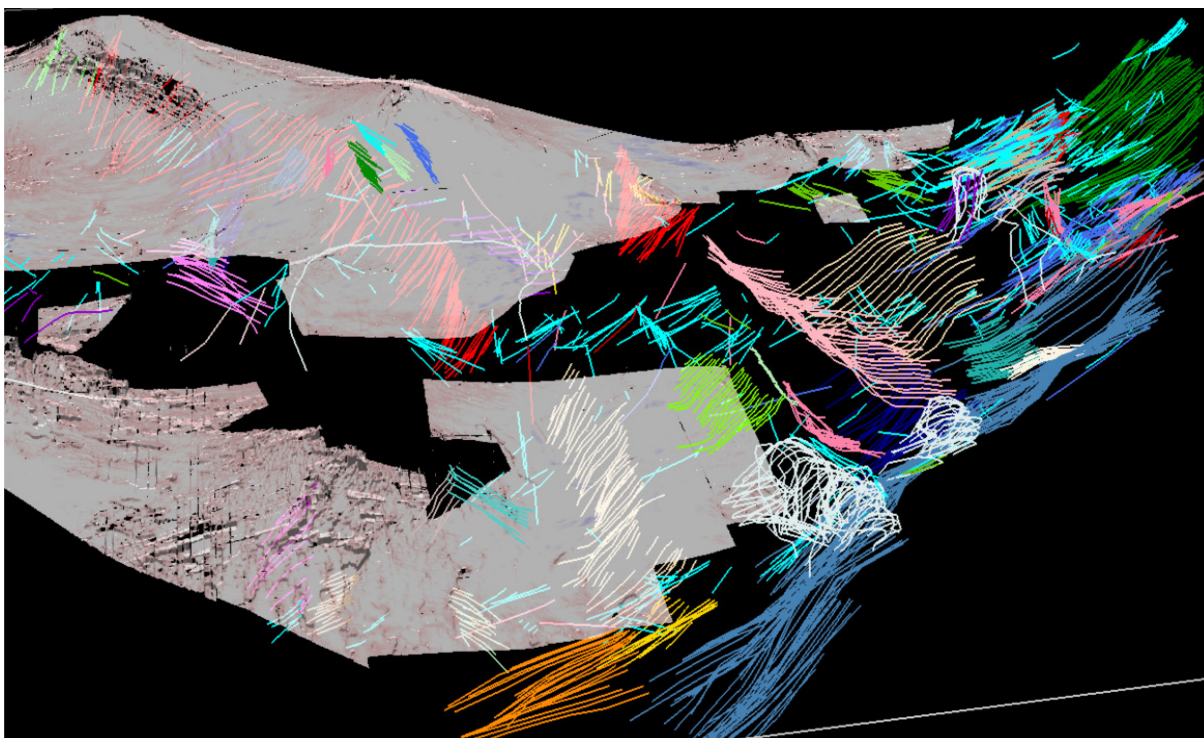
**Abbildung 4.38:** Ausschnitt der GeoFrame „Basemap“. Dargestellt sind die Störungen im Liegenden des Zechstein im Bereich des östlichen Zentralgrabens. Die Störungslineamente der Basis Zechstein aus dem Southern Permian Basin Atlas sind als rote Linien dargestellt. Die dünnen Linien (fault-sticks) mit jeweils verschiedenen Farben zeigen die Aufsicht auf die Linieninterpretationen, die unterschiedlichen Störungen zugeordnet sind. Die Abweichungen der Interpretationen aus dem Southern Permian Basin Atlas und der Neuinterpretation sind hervorgehoben.

Stellt sich in der Übersichtskarte (Basemap) bezüglich der Störungsinterpretation ein anderer Zusammenhang dar, kann die Zuordnung einzelner Linieninterpretationen zu einer Störung oder deren Änderung nachträglich erfolgen. Die einzelnen technischen Arbeitsschritte sind im Abschnitt 4.3.4.1 dargestellt. Als Hilfestellung bietet IESX an, zwischen einzelnen Linieninterpretationen einer Störung nach Vorgabe einer bevorzugten Interpolationsebene den Verlauf der Störung zu interpolieren (Abschnitt 4.3.4.1). Dies dient zum Abgleich der aus den „fault sticks“ interpolierten Störung mit der Seismik. So können Profilinterpretationen der Störungsgeometrie sichtbar gemacht werden, die von den anderen Profilinterpretationen stark abweichen und dadurch geologisch nicht vertretbare Interpolationen generieren. Dieses Werkzeug kann unterstützend in den Arbeitsablauf bei der Interpretation eingebunden werden, indem man zuerst Profilinterpretationen im größeren Abstand vornimmt und dann überprüft ob die Interpolation das seismische Bild widerspiegelt. Auf dieser Basis werden detailliertere Interpretationen ergänzt, bis die interpolierte Fläche dem gesamten Störungsverlauf angepasst ist (Abbildung 4.39). Wenn Bereiche entlang des Streichens der „vermeintlichen Störung“ auftreten, die nicht in Einklang mit der Flächeninterpolation zu bringen sind, so kann das ein Zeichen dafür sein, dass die Störung segmentiert ist, andere Störungen von dieser abzweigen oder der Interpretationsansatz falsch ist. Um zwischen den Möglichkeiten zu wichten, eignet sich die 3D-Darstellung der Strukturen in GeoViz.



**Abbildung 4.39:** Korrektur der Interpretation anhand einer Interpolation der Störungsfläche. Die gelbe Linie zeigt die Interpretation, die rote die Interpolation der Störungsfläche. Die linke Abbildung zeigt die Interpretation vor der Korrektur, die rechte danach. Mit dieser Methode der Anpassung ist gesichert, dass weitere Modellierungen der Störungen geologisch sinnvolle Geometrien ergeben.

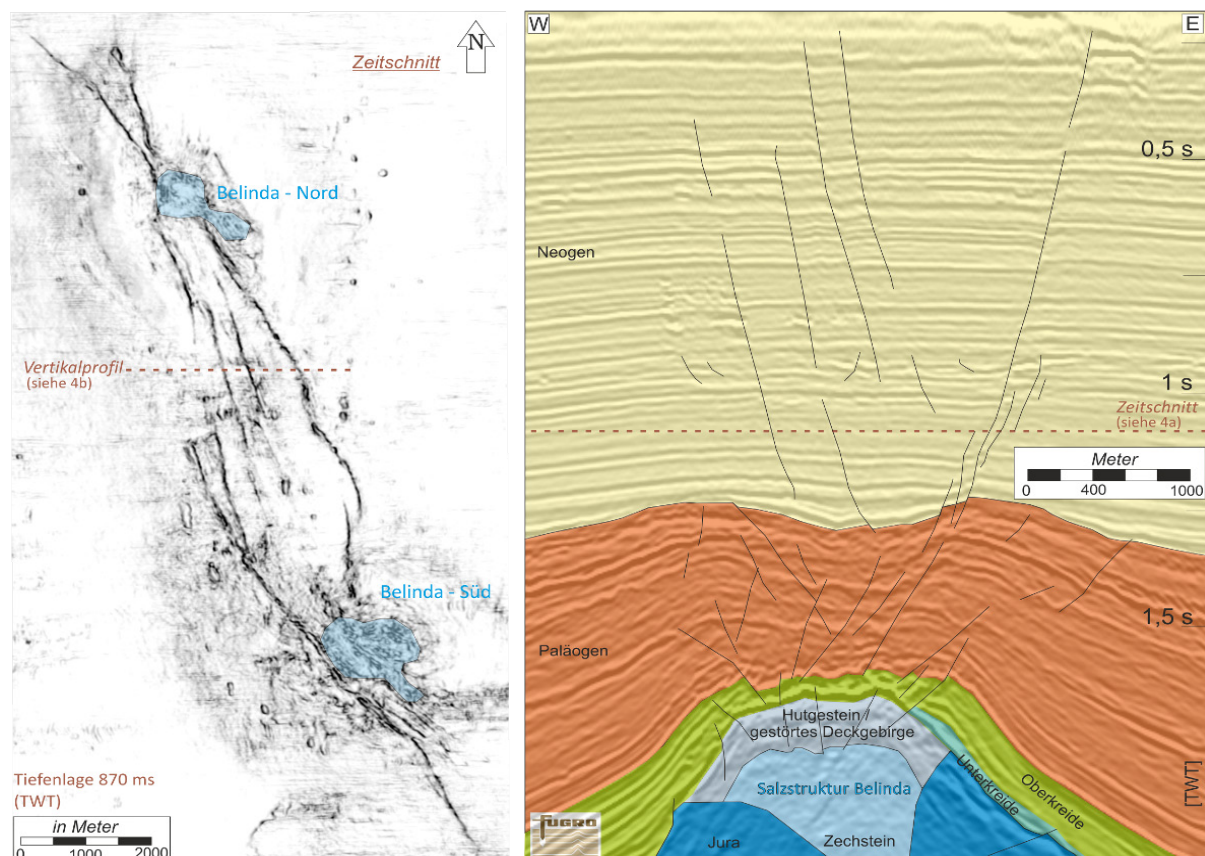
Zur Gewährleistung der Nachvollziehbarkeit erfolgt nach der Interpretation der gesamten Störung und der angrenzenden Störungen die Angabe der wesentlichen Parameter, die aus zeitmigrierten Daten zu entnehmen sind, in tabellarischer Form (Abschnitt 4.3.3). Um den Zusammenhang der Störungen zueinander und den Zusammenhang zwischen den Störungen und der Deformation der Horizonte im Liegenden und Hangenden darzustellen eignet sich das Programmmodul GeoViz mit dem eine 3D-Darstellung der Interpretation möglich ist (Abbildung 4.40).



**Abbildung 4.40:** Darstellung verschiedener Störungslinieninterpretationen im Zechstein, Prä-Zechstein Grundgebirge und an der Basis Trias im östlichen Zentralgraben mit Hilfe von GeoViz.

Der Bewegungssinn einer Störung, der Versatzbetrag und strukturelle Besonderheiten ergeben sich erst aus der Kombination von Störungsinterpretation und Horizontinterpretation. Die Horizontinterpretation ist wiederum auf eine Störungsinterpretation und auf Bohrungsdaten angewiesen. Insbesondere in Bereichen schlechter seismischer Auflösung (unterhalb bzw. an Flanken von Salinarstrukturen und in stark tektonisch beanspruchten Bereichen) und in Bereichen mit geringer Datendichte muss bei der Interpretation von Störungen- und Horizonten auf Modellvorstellungen zurückgegriffen werden. Auf Basis der Geometrie einer Störung oder der Horizontverläufe im Hangendblock sind außerdem Rückschlüsse für Bereiche möglich in denen entweder Störung oder Horizont nicht sicher interpretierbar sind.

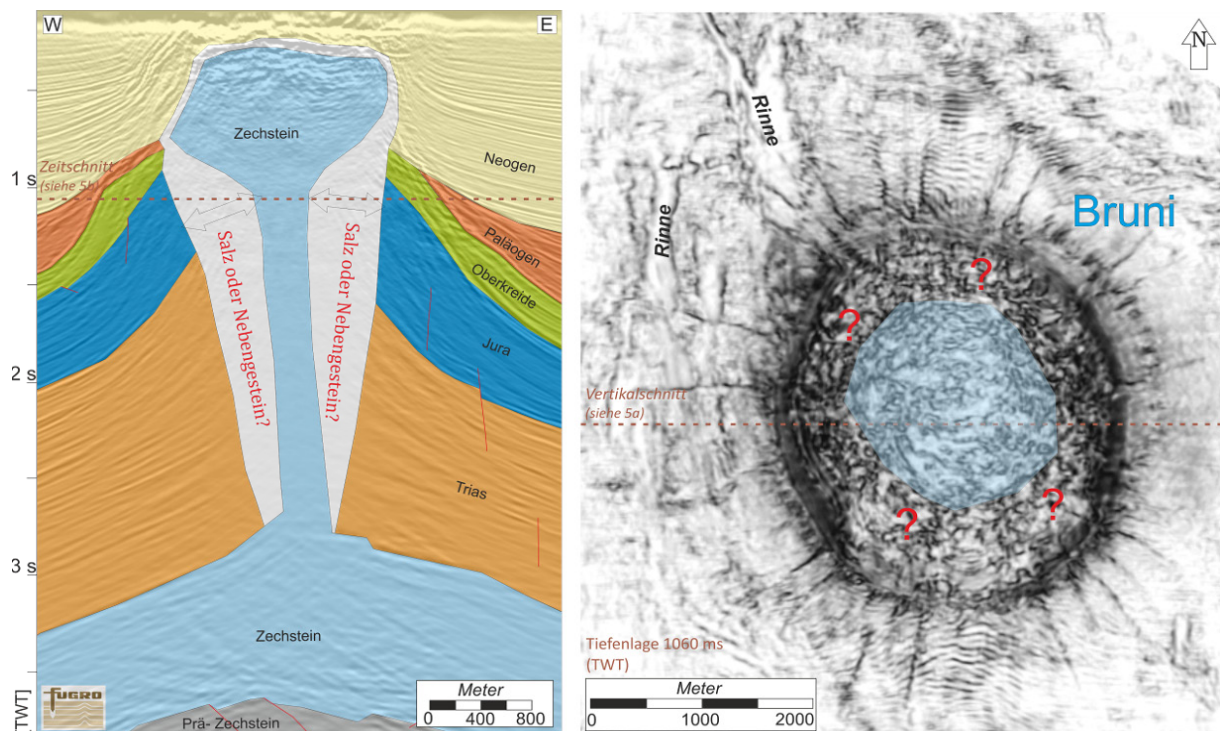
Hilfreich für die Interpretation von Störungen, ist die Berechnung eines „Variance cube“ aus 3D-seismischen Daten [[Randen und Sønneland, 2005](#)], der laterale Amplitudenänderungen in der Seismik hervorhebt. In Bereichen allgemeiner Abnahme der seismischen Auflösung (mit zunehmender Tiefe, im Liegenden von Salinaren, unterhalb von Salzüberhängen und im Bereich großer Störungszonen) hilft die Berechnung seismischer Attribute (u.a. „Variance Cube“) jedoch nur bedingt weiter. Die erstellten „Variance Cubes“ zeigten ihre besten Ergebnisse in den oberen Deckgebirgsstockwerken, des Känozoikum und des oberen Mesozoikum.



**Abbildung 4.41:** Linke Seite: Horizontalschnitt eines Variance Cubes im Dachbereich der Salzstruktur Belinda. Rechte Seite: Profilinterpretation über Belinda auf Basis zeitigrierter Seismik.

#### 4.3.4.3 Interpretation von Salzstrukturen

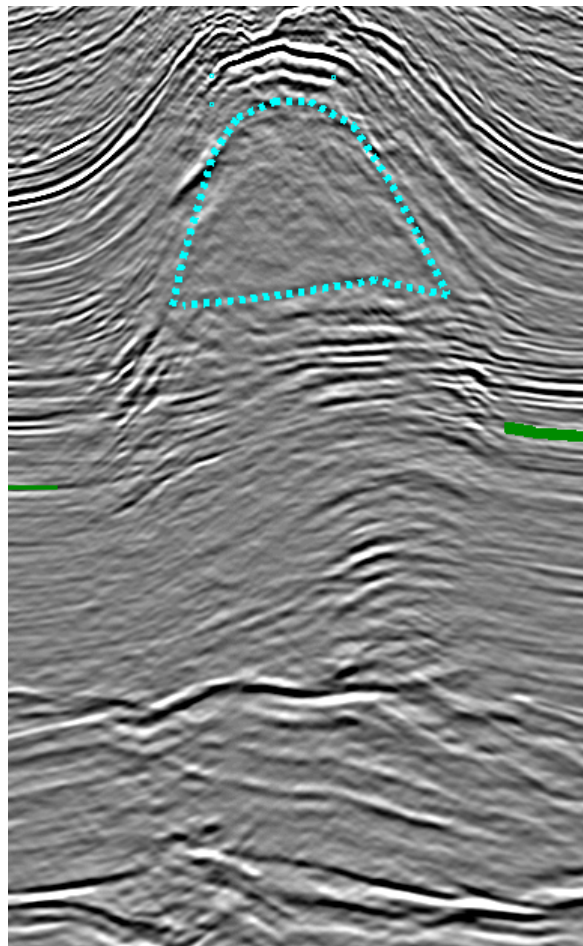
Wesentlich für die Interpretation des Nordseesektors ist eine stimmige Interpretation von Salzstrukturen, die den Strukturbaugroßer Bereiche des mesozoischen Deckgebirges und teils auch den des jüngeren Känozoikum beeinflussen. Häufig kann auch keine klare Trennung zwischen Störungs- und Salzstrukturinterpretation vorgenommen werden, da viele der Salzstrukturen in engem Zusammenhang mit regionalen Störungssystemen stehen und sich im Verlauf der Störungszonen ausbildeten. Weiterhin gibt es Störungssysteme, wie Scheitelgräben (Abbildung 4.41) oder Radial- und Zirkularstrukturen (Abbildung 4.42) die ein Ausdruck der Genese eines Diapirs und seiner Randsenken sind. Im Allgemeinen besteht im Bereich der Flanken von Salzstöcken oder im Liegenden von Salzüberhängen ein Auflösungsverlust in der Reflexionsseismik. Dieser Auflösungsverlust ist nicht nur durch das Salz bedingt. Auch steilgestellte Abfolgen oder eine intensive Zerblockung des angrenzenden Deckgebirges, durch halokinetische Prozesse, können Ursache der schlechten Reflektivität in diesen Bereichen sein.



**Abbildung 4.42:** Linke Seite; Profilinterpretation durch die Salzstruktur Bruní. Rechte Seite; Horizontalschnitt eines Variance Cubes an der Wurzel des Salzüberhangs. Zu sehen ist ein ausgeprägtes radiales Bruchmuster. In beiden Abbildungen ist der Auflösungsverlust im Bereich des Diapirs zu erkennen.

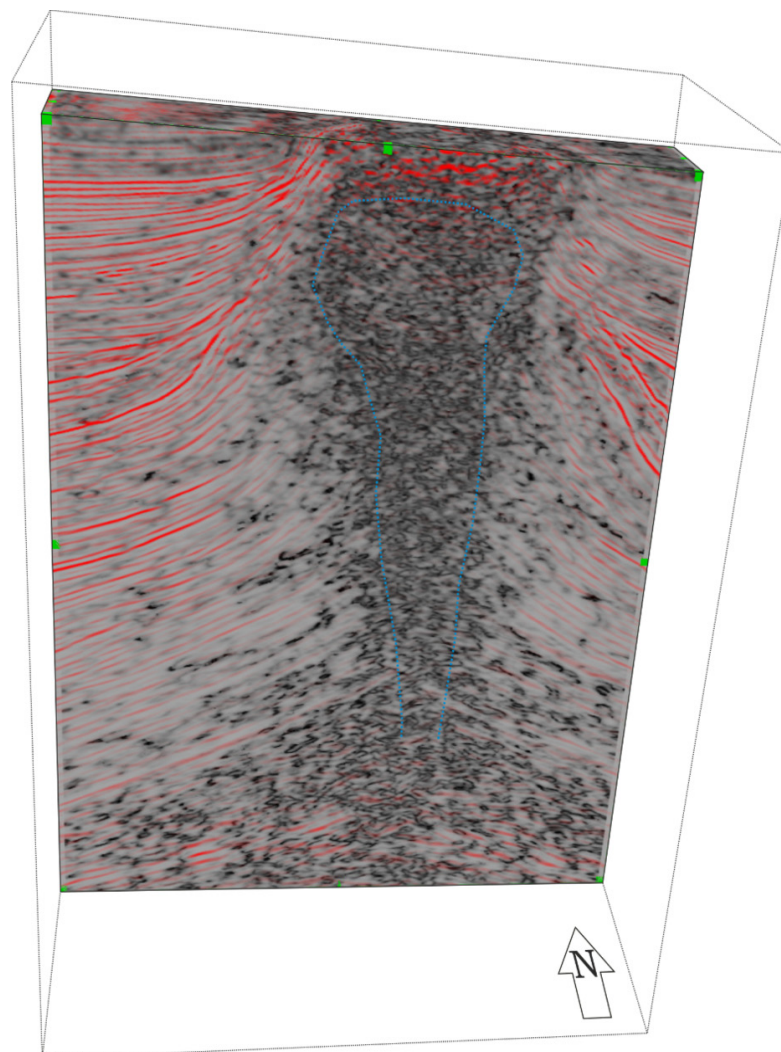
Durch die Streuung der Reflexionen entlang von Horizonten, die außerhalb der Profilebene vorliegen, kann in der Seismik der Eindruck entstehen dass diese Horizonte auch in der Profillage vorliegen (Abbildung 4.43). So zeigen Vertikalprofile in Randlage eines Salzstockes, aber noch durch das Salinar schneidend, häufig Horizonte, die in dieser Schnitllage nicht durchgängig vorliegen dürften. Dieser Effekt kann nur durch lange seismische Auslagen und damit verbundenen Unterschießungen der Salinarformationen oder durch spezielle Processingverfahren

(z.B. pre-stack depth migration) vermindert werden. Aufgrund der Unsicherheiten kann die Interpretation von Flanken einer Struktur oder der Umriss des „Salzstockfusses“ häufig mehrere Zehnermeter bis einige hundert Meter von der gegebenen Geologie abweichen. Dies entspricht in etwa den Bereichen geringer Auflösung in der Seismik, wobei in einigen wenigen Fällen zum Beispiel bei sehr ausgedehnten Salzüberhängen auch in einem Bereich von wenigen Kilometern keine genauen Aussagen zu treffen sind. Bei einer Übersichtskartierung von Strukturen ist es vorteilhaft diese mit einer auf das gesamte Arbeitsgebiet angepassten Methodik und ähnlichen Interpretationsansätzen zu bearbeiten, um damit die Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Da bei der Interpretation von Salzstrukturen größere Unsicherheiten bestehen, ist die Nachvollziehbarkeit der zugrundeliegenden Modelle und Interpretationen zu gewährleisten. Prinzipiell bestehen auch Unterschiede in der Interpretation von Salzstrukturen in der 2D- und 3D-Seismik aufgrund der unterschiedlichen Datendichte. Im Folgenden wird auf die Interpretation auf Basis von 3D-Seismik eingegangen. Ein im Zusammenhang mit Salzakkumulationen auftretender Effekt in zeitmigrierter Seismik, ist ein sogenannter „velocity pull-up“ (Abbildung 4.43, 5.10).



**Abbildung 4.43:** Eine Schnittlage mit Interpretation seismischer Horizonte in Randlage der Salzstruktur Carola im Zentralgraben. Teile des Salzüberhanges (blauer Umriss) sind in der Seismik sichtbar. Darunter liegend folgt ein stark strukturiertes Deckgebirge. Die Reflexoren unterhalb des Salzes scheinen leicht erhöht zur Umgebung zu verlaufen („velocity pull-up“).

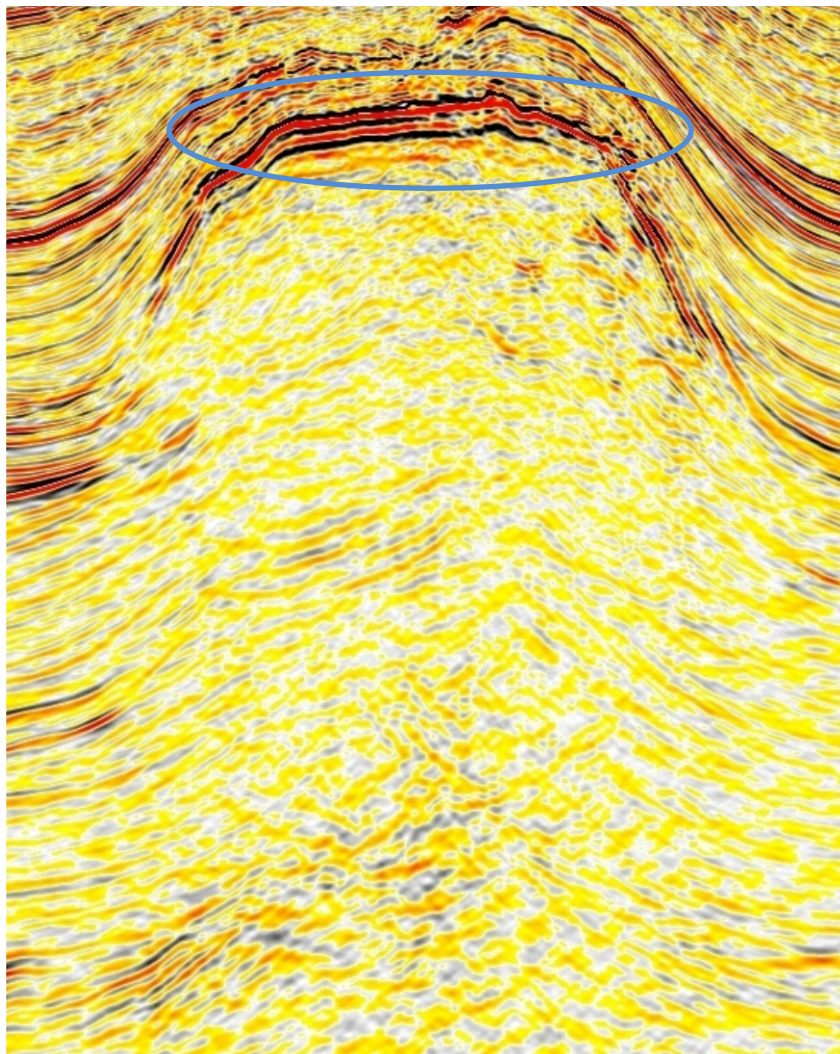
Durch stark unterschiedliche Laufzeiten im Salz und im Nebengestein eines Diapirs wird eine nicht existierende Hochlage des Grundgebirges unter Salzstrukturen angezeigt. Die Korrektur solcher Effekte bei der Tiefenwandlung ist auch abhängig von einer möglichst genauen Interpretation des Salzkörpers. Durch die Berechnung weiterer seismischer Derivate („structural cube“-Berechnung) ist es abhängig von den Eingangsdaten möglich ein genaueres Bild des Kontaktes von Salzkörper zu den Nebengestein zu erhalten als es mit zeit-migrierter Seismik allein möglich ist (Abbildung 4.44). Einer der mit GeoFrame zu berechnenden „Structural cubes“ ist direkt für die Anwendung der Salzstrukturanalyse mit 3D-seismischen Daten ausgelegt. Dieser sogenannte „Chaos Cube“ stellt ein Maß für den Verlust an Kohärenz im seismischen Volumen dar. Vergleiche zwischen zeitmigrierter Seismik und der verwendeten Berechnungen seismischer Attribute zeigen, dass insbesondere im Bereich der Flanken einer Salzstruktur mit diesem Hilfsmittel die Unsicherheit in der Interpretation eingeschränkt werden kann.



**Abbildung 4.44:** Schnitt durch einen berechneten "Structural cube" im Bereich des Salzstock Bruni („Chaos Cube“=Maß für den Verlust an Kohärenz im seismischen Volumen). Durch diese Berechnung werden z.B. Salzkörper hervorgehoben. In Rot dargestellt sind die stark negativen Amplituden des zeitmigrierten seismischen Volumens (co-blending).

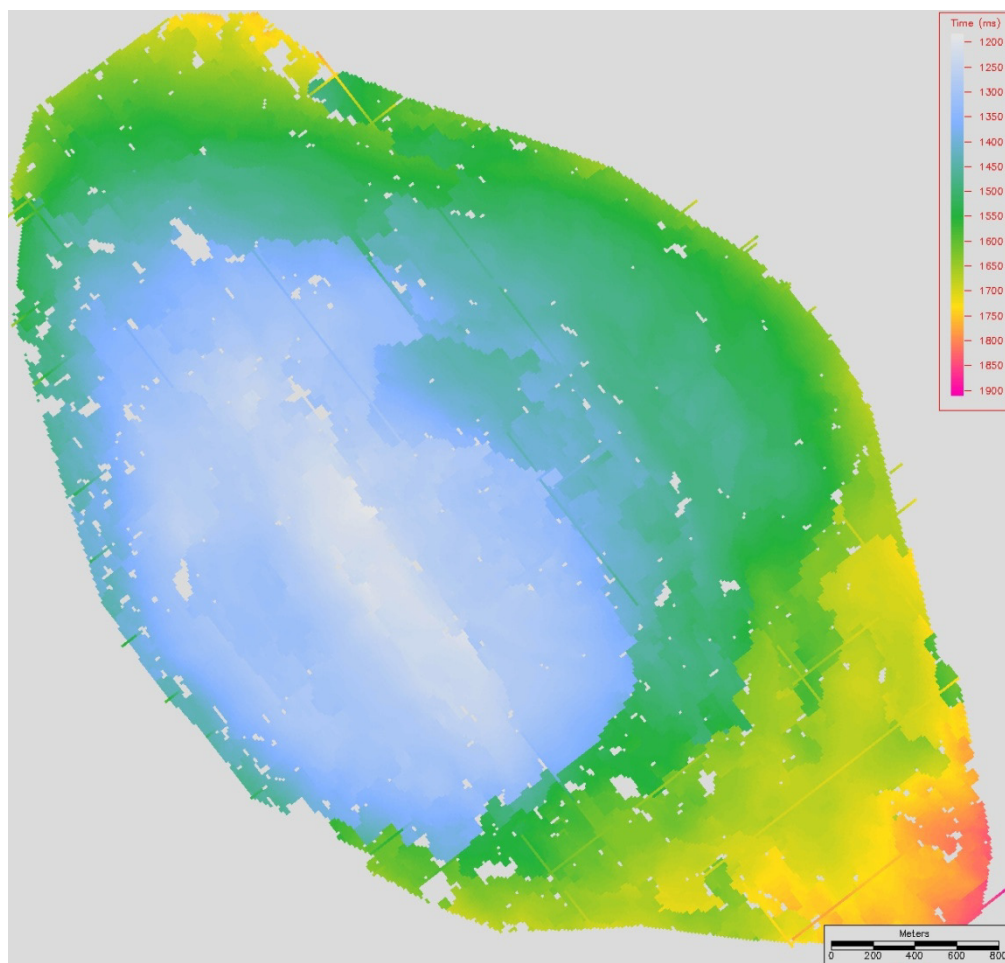
### Oberfläche der Salzstruktur

Die Topfläche des Salzes ist in der Regel gut durch deutliche Reflexionspakete kartierbar. Diese Abfolge der Reflexionen ist als Übergang vom Salz in einen Gipsstufen oder eine komplexe Diskordanz zum hangenden, häufig stark gestörten, Gebirge zu werten. Die Struktur des seismischen Horizonts kann neben der Deformation durch z.B. hangende Scheitelgräben oder Subrosion und daraus hervorgehenden Versturzgebieten gekennzeichnet sein. Oftmals treten mehrere starke positive und negative Reflexionen im Wechsel auf. Ohne Bohrungen ist eine stratigraphische Zuordnung dieser Reflexionen kaum möglich. An den Randbereichen fallen die starken Reflexionen häufig steil zu den angrenzenden Folgen im Nebengestein ein (Abbildung 4.45). Trotz der unsicheren lithologischen und stratigraphischen Zuordnung der Salzstruktur-Reflexionen an der Strukturoberfläche wird diese in ihrer Geometrie deutlich sichtbar. Dadurch ist z. B. erkennbar, ob Störungen eines an der Oberfläche ausgebildeten Scheitelgrabens bis in den Salzkörper zu verfolgen sind.



**Abbildung 4.45:** Schnitt durch eine Salzstruktur im Entenschnabel. An der Oberfläche der Salinarstruktur sind mehrere starke positive und negative Reflektoren ausgebildet (blau hervorgehoben).

Insbesondere für die Bewertung von Salzstrukturen als Kavernenspeicher und für eine Interpretation der Oberfläche von Salzstrukturen, wird dieser Abschnitt einer Salzstruktur mit zusätzlichen Horizontflächen belegt, die im Marker-*Surface*-Konzept nicht aufgeführt sind. In GeoFrame IESX besteht die Möglichkeit ausgehend von initialen manuell gesetzten Interpretationen, mit der Funktion „ASAP“ (Automatic Seismic Area Picker) eine automatische Interpretation von Horizonten vorzunehmen. Die manuelle Interpretation wird als Ausgangspunkt verwendet und die seismischen Reflektoren werden aufgrund vorher definierter Parameter (Phase, Suchfenster, Qualität) verfolgt und kartiert. Dies funktioniert, u.a. bei geringer seismischer Auflösung, schwach ausgeprägten Reflektoren oder nicht eindeutigen seism. Attributen des Reflektors, nicht immer fehlerfrei und erfordert in der Regel eine Nachbearbeitung (Abbildung 4.46). Es werden aber auch Strukturen sichtbar die durch eine manuelle Interpretation oftmals nicht erfasst werden würden, z.B. aufgrund ihrer ungünstigen Streichrichtung zur Interpretationsebene oder des Maßstabs. Auch lithologische und fazielle Wechsel, die teils nur geringe Änderungen in den seismischen Attributen erzeugen, können durch automatisiertes Interpretieren sichtbar gemacht werden. Bei zu starken Abweichungen von ASAP, von den in der Seismik sichtbaren Horizontverläufen, wird auf Basis einer manuellen Interpretation dieser Bereich interpoliert.



**Abbildung 4.46:** Automatisierte Horizontinterpretation mit der Funktion „ASAP“ im Dachbereich der Salzstruktur Birgit. Die teils sprunghaften Farbwechsel können Interpretationsfehler von ASAP zeigen oder teils auch durch Störungen hervorgerufen sein.



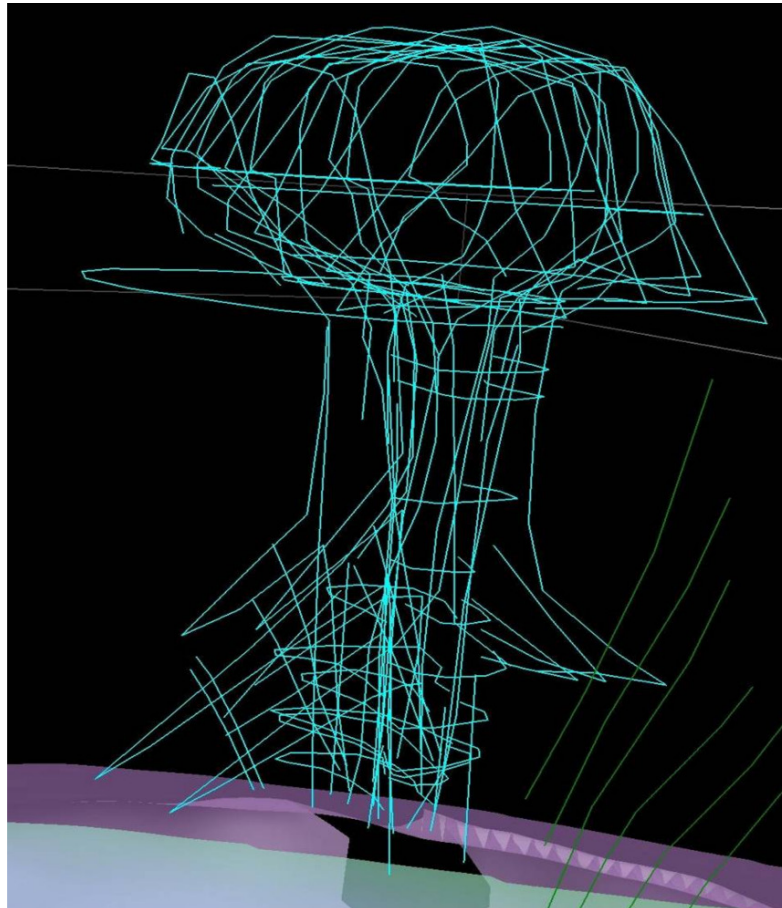
Auch wenn nicht gewährleistet werden kann, dass die Interpretation chronostratigrafisch korrekt erfolgt und starke multiple Reflexionen an der Oberfläche des Diapirs mehrere Interpretationen zulassen, wird der erste deutliche, durchgehende, unterste negative Reflektor als Salzstocktop festgelegt. Andere Reflexionen in diesem Bereich sind zwar oft genauso deutlich ausgeprägt, wirken aber oft wellig zerissen und diskontinuierlich. Es ist zu beachten, dass dieser Reflektor nur die Oberfläche des jeweiligen Diapirs definiert und nicht mit negativen Reflexionen anderer Diapire stratigrafisch zu korrelieren ist.

### **Salzstrukturflanken und Intrusionen ins Nebengestein**

Der Auflösungsverlust unter Salzstocküberhängen und die starke Deformation des angrenzenden Deckgebirges erschwert die Kartierung der Salzstockflanken (Abbildung 4.42). Die Struktur und Entwicklung eines Diapirs spiegelt sich im Aufbau und der Entwicklung seiner Randsenken (Abbildung 2.4) wieder. Durch diesen Zusammenhang sind der Strukturbau und die Genese zumindest im Groben zu bestimmen. Wie die Kontaktzone zwischen Nebengestein und Salzkörper im Detail ausgeprägt ist, kann ohne Bohrungen oder Stollenanschnitte nicht eindeutig bestimmt werden. Zur Kinematik und Dynamik des Salzaufstiegs existieren außerdem teils deutlich unterschiedliche Modelle, die verschiedene Interpretationen der schlecht aufgelösten Bereiche zulassen würden. Daraus ergibt sich wie bereits erwähnt, dass der gewählte Interpretationsansatz dokumentiert werden muss, um folgende Modelle im Bezug auf mögliche neue Forschungsergebnisse anpassen zu können.

Intrusionen von Salz ins Nebengestein sind häufig durch keilförmige Mächtigkeitszunahmen im Nebengestein zur Diapirflanke bei gleichzeitigem Erhalt der Mächtigkeit der Hangend- und Liegendeinheiten zu erkennen. Diese Intrusionen erfolgen meist im Niveau angrenzender salinärer Formationen (z.B. im oberen Buntsandstein, mittleren Muschelkalk und Jura). Intrusionen können entlang einer Flanke auftreten oder auch symmetrisch ausgebildet sein. Zudem können sie lateral schnell ausklingen. Bei entsprechenden Salinarmächtigkeiten, sind auch multiple seitliche Intrusionen in verschiedene Niveaus des Deckgebirges möglich. Am ehesten lassen sich Intrusionen von Salz in das Nebengestein als kegel- bis keilförmige Intrusionen mit elliptischer Grundfläche beschreiben. Am Beispiel der seitlichen Intrusionen zeigt sich, dass die detaillierte Interpretation der seismischen Horizonte, aber auch sequenzstratigrafische Betrachtungen, Hinweise auf die Geometrie eines Diapirs liefern können. In 3D-seismischen Daten ist die Interpretation in einer horizontalen Schnittlage möglich. Gerade in diesen Schnittlagen wird der diffuse Übergang vom Nebengestein zum Diapir sehr deutlich. Ebenfalls zeigen sich Hinweise auf radiale Störungsmuster, die mit dem Aufstieg oder der Abwanderung von Salz in Zusammenhang stehen (Abbildung 4.42). In der horizontalen Profilage lässt sich zudem der Umriss der Diapirwurzel (Basis Deckgebirge zum Diapir) meist genauer fassen. Im Arbeitsgebiet, insbesondere im deutschen Teil des Zentralgrabens, zeigt sich, dass sich Diapire ins Hangende öffnen und nur selten eine breitere Wurzel aufweisen als der Umfang ihres Daches umfasst, mit Ausnahme von stark reaktiv/halotektonisch geprägten Strukturen und von Strukturen, bei denen durch eine Erosionsphase nur noch tieferliegende Strukturniveaus erhalten sind. (u.a. Abbildung 2.6).

Die Umriss eines Diapirs werden in IESX als umlaufende Störungslinien interpretiert. Durch die gebogenen und überkippten Lineamentverläufe und durch die elliptische Struktur der meisten Diapire ist eine Überprüfung durch eine interpolierte Fläche zwischen einzelnen interpretierten Lineamenten, wie bei normalen Störungen, nicht praktikabel. Es wird vorgeschlagen ein 3D-Drahtgitter aus horizontalen und vertikalen Interpretationen zu erzeugen (Abbildung 4.47). Wie erwähnt eignet sich die horizontale Schnittlage am besten um die Form und Ausbreitung des „Diapirstammes“ und der Diapirwurzel besser einzuschränken. Dafür ist durch vertikale Schnittlagen ein besseres Verständnis der Salzstruktur im Zusammenhang mit seinen Randsenken möglich. Auch ist in der vertikalen Schnittlage meist der Übergang vom Salzstock zu seinem Überhang besser zu definieren. Bei der Interpretation im Vertikalprofil wird die migrierte Seismik betrachtet, um die Horizonte des Deckgebirges im Zusammenhang mit dem Diapir interpretieren zu können. Der zuvor erwähnte „Chaos Cube“ wird ergänzend berechnet, für eine präzisere Darstellung des eigentlichen Salzkörpers. Starke Abweichungen vom Trend einzelner Interpretierter Linien werden durch die Darstellung in GeoViz sichtbar und können nachträglich entfernt bzw. bearbeitet werden.



**Abbildung 4.47:** Vertikale und horizontale Linieninterpretationen des Umrisses der Salzstruktur Bruni auf Basis einer 3D-Seismik (dreidimensional dargestellt mit GeoViz). Zu sehen ist die teils starke Abweichung einzelner Interpretationslinien, die nach Überprüfung gegebenenfalls entfernt werden müssen. Ebenfalls ersichtlich ist, dass die Geometrie von Salzintrusionen ins Nebengestein mit einer Linieninterpretation nur schwer zu fassen ist.

Die Linieninterpretationen halten sich nicht ausschließlich an die Grenze zum seismisch schlecht aufgelösten Bereich in der zeitmigrierten Seismik, da wie beschrieben der Auflösungsverlust nicht zwingend den Kontakt zum Salz widerspiegeln muss. Der interpretierte Diapirumriss liegt jedoch stets innerhalb der diffus aufgelösten Zone (Abbildung 4.42). Bei der Interpretation einer Salzstruktur wird angestrebt einen Maximalumriss zu erstellen, der sich entlang des seismischen Auflösungsverlustes in der zeitmigrierten Seismik zeigt. Weiterhin wird ein Minimalmodell erstellt, das auf dem Interpretationsverfahren des „Chaos Cubes“ und auf geologischen Annahmen zur Genese des betreffenden Diapirs beruht. Zur weiteren 3D-Modellierung wird das Minimalmodell des Salzkörpers verwendet da wie zuvor beschrieben ein Auflösungsverlust der Seismik kein Anzeichen für das Vorhandensein von Salz sein muss..

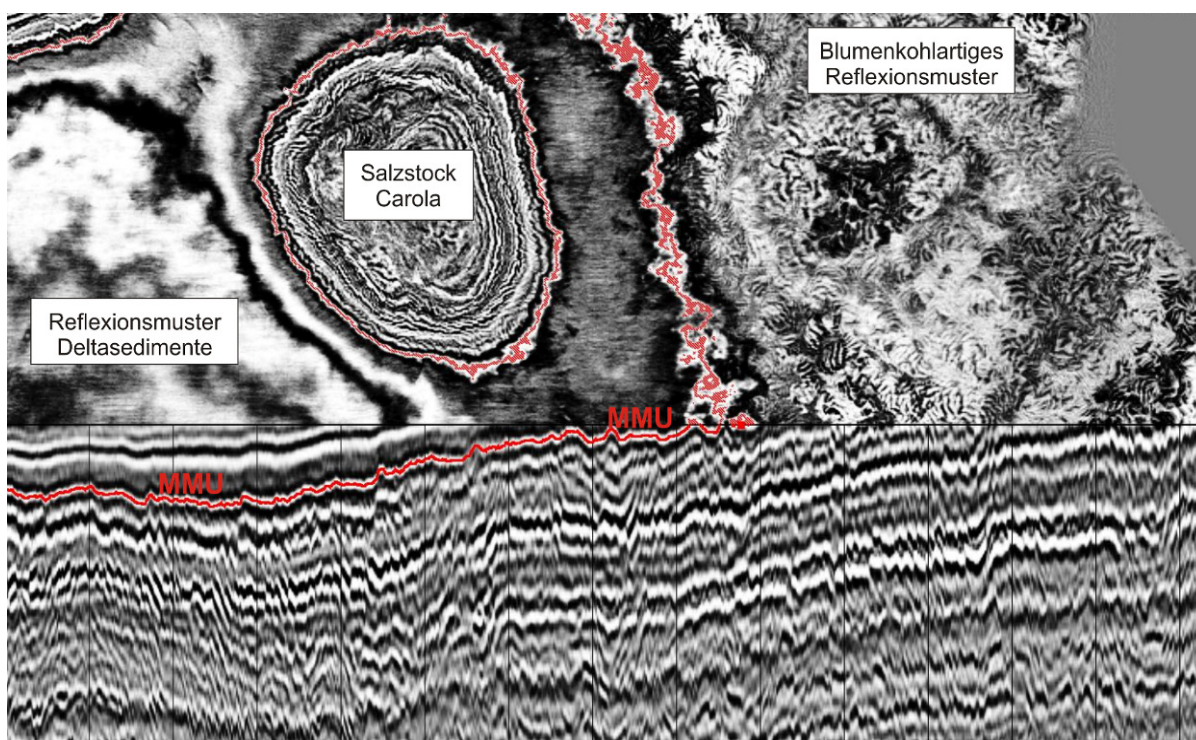
Bei der Interpretation wird auch auf den Winkel zwischen Salzkontakt und Nebengesteinshorizont geachtet. Unterschiedliche Kontaktwinkel ergeben eine unterschiedliche Kinematik und Genese des Salzstocks. Bei den meisten symmetrischen Salzstrukturen sollte sich dieser Winkel entlang oder umlaufend der Struktur nur wenig unterscheiden. Zu beachten ist das Winkelbeziehungen in zeitmigrierter Seismik verzerrt erscheinen können. Eine genauere Analyse der interpretierten Salzstrukturen ist erst mit Daten möglich, die in den Tiefenbereich transformiert wurden. Durch Backstripping, Salzvolumenbilanzen und Linien- und Flächenbilanzen des Deckgebirges sind weitere Möglichkeiten der Einschränkung möglicher Geometrien des Salzkörpers gegeben.

Fazit: Salzüberhänge und deren Oberfläche sind detailliert kartierbar. Im tieferen Bereich von Salzstrukturen bestehen aufgrund von Auflösungsverlusten in der Seismik jedoch große Freiheitsgrade. Da die Interpretationen dieser Bereiche nachvollziehbar bleiben sollen, erfolgt wie bei den Störungen (siehe Abschnitt 4.3.3) eine Kurzbeschreibung der wesentlichen Parameter der Salzstruktur.

## 5 Ergebnisse: Interpretation seismischer Horizonte

Der unveröffentlichte BGR-Bericht von Groß [1986] zur regionalen Verteilung der seismischen Anfangsgeschwindigkeiten in der deutschen Nordsee, der auch detaillierte Anmerkungen zur seismischen Charakteristik bestimmter Horizonte macht, dient als Grundlage der Horizontinterpretation. Der Bereich des Entenschnabels wird in der Studie von Groß [1986] nicht betrachtet. Feller [2007] beschrieb im Rahmen einer Diplomarbeit die Charakteristik seismischer Sequenzen im Bereich des südöstlichen Entenschnabels. Für einige Horizonte können Vergleiche zu Arbeiten zum seismischen Erscheinungsbild in anderen Bereichen des Zentraleuropäischen Beckensystems gemacht werden. Zu nennen wären unter anderem eine Seismikinterpretation und Profilbilanzierung in Nordostdeutschland von Kossow [2001] und eine Arbeit zur Salzstockgenese am Beispiel von Strukturen in Nordwestdeutschland von Mohr et al. [2005]. Des Weiteren wurde auf unveröffentlichte Interpretationen, im Rahmen vorangegangener Projekte zur Nordsee Bezug genommen.

### 5.1 Mittel-Miozän-Diskordanz (MMU)

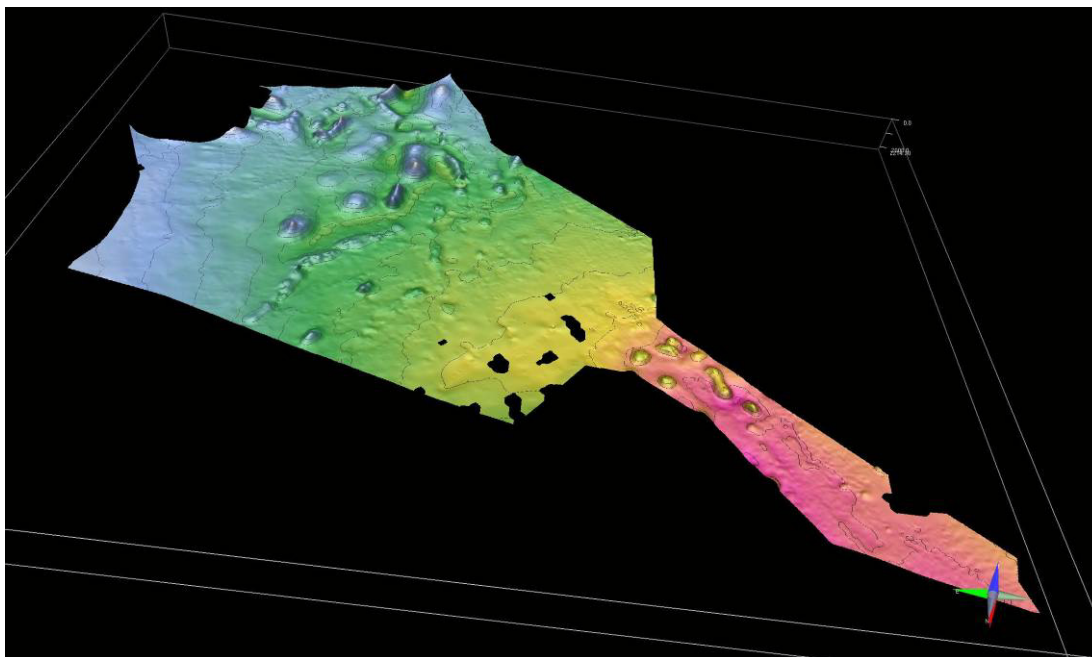


**Abbildung 5.1:** Ausschnitt aus einem seismischen Profil (unten) und einer Zeitscheibe (oben) durch einen 3D-seismischen Würfel. Dargestellt sind die MMU sowie die für die deutsche Nordsee typischen polygonalen Reflexionsmuster unterhalb der Reinbekbasis sowie das seismische Erscheinungsbild der Deltasedimente oberhalb der kartierten MMU.

Der jüngste kartierte seismische Horizont ist die Mittelmiozän-Diskordanz (Mid Miocene Unconformity, MMU). Diese im gesamten Gebiet der deutschen Nordsee auftretende Diskordanz trennt abgelagerte Schichten im Liegenden von Deltasedimenten, die vom baltischen Flusssystem (Eridanos Delta) aus dem Osten und Südosten in die Nordsee geschüttet wurden. Das Alter der MMU konnte in der Bohrung G-11-1 auf mittleres Mittelmiozän bis unteres Obermiozän festgelegt werden. Sedimente unterhalb der MMU sind als Dinozysten-Zone DN5, beziehungsweise Kalknannoplankton-Zone NN5, und Sedimente oberhalb der MMU als Dinozysten-Zone DN8 datiert [Köthe *et al.*, 2008]. Die MMU ist im Gamma-Ray-Log und in der Seismik leicht identifizierbar. Im Gamma-Ray-Log zeigt sich häufig kurz unterhalb der MMU ein starker positiver Gamma-Peak. Dieser charakteristische Peak wird durch die hohen organischen Gehalte der Basistone der Reinbek-Stufe und die damit einhergehende hohe Strahlung verursacht (Abbildung 4.7)

In der Seismik ist die MMU durch einen deutlichen negativen Reflektor gekennzeichnet, der die Basis einer in weiten Teilen der deutschen Nordsee verbreiteten Downlapsequenz bildet. Direkt unterhalb der MMU tritt ein für die gesamte deutsche Nordsee typisches chaotisches Reflexionsmuster auf (Abbildung 5.1). Grund für dieses polygonale Erscheinungsbild ist die schnelle Versenkung wasserreicher feinklastischer Sedimente, welche diese Sequenz fast größtenteils aufbauen. Die dabei auftretende rasche Entwässerung der Sedimente verursacht einen Volumenschwund, der wiederum Auslöser für interne Brüche mit polygonalen Muster war [Dewhurst *et al.*, 1999; Goult, 2001; Watterson *et al.*, 2000].

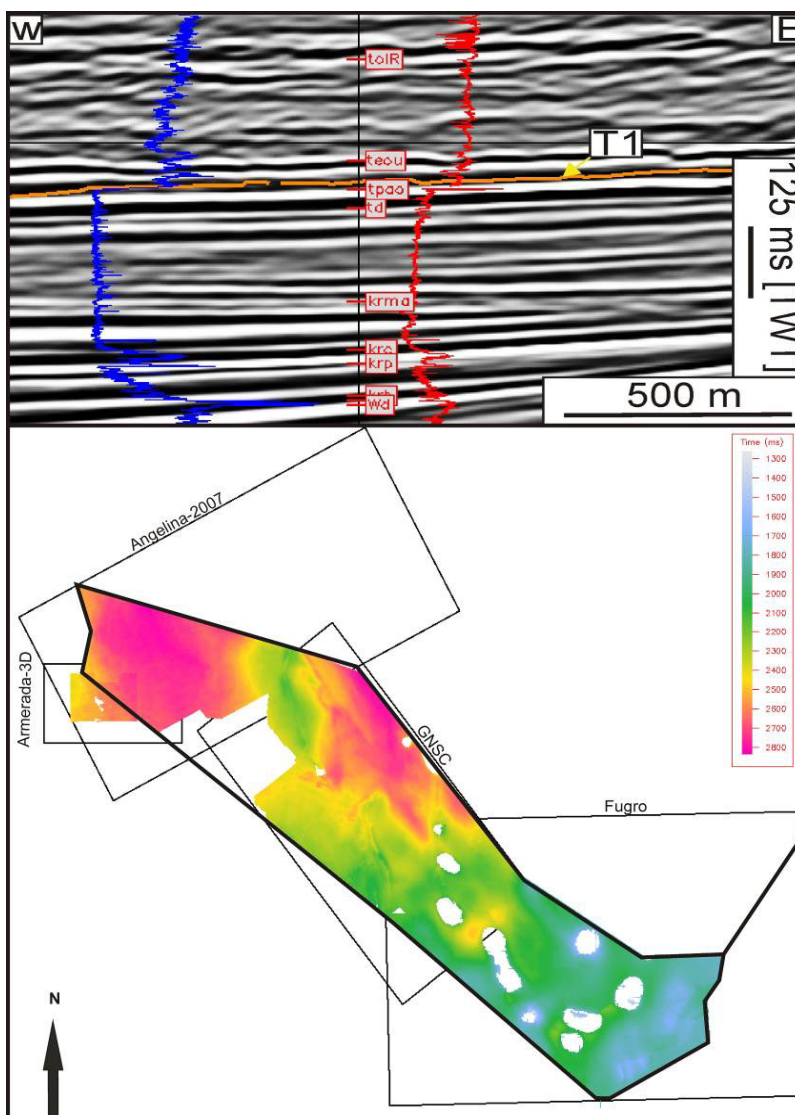
Die MMU ist im deutschen Nordseesektor nahezu vollständig kartiert worden (Stand August 2010, Abbildung 5.2). In Küstennähe liegt die MMU durchschnittlich bei einer TWT (doppelten Laufzeit) von 250 ms. Von dort fällt sie kontinuierlich nach Nordwesten ein. Im Bereich des Entenschnabels erreicht sie TWT-Werte von mehr als 1200 ms.



**Abbildung 5.2:** Grid im Zeitbereich der kartierten MMU für die deutsche Nordsee. In Küstennähe liegt die MMU durchschnittlich bei TWT-Werten von 250 ms. Von dort fällt sie kontinuierlich nach Nordwesten ein. Im Bereich des Entenschnabels erreicht sie TWT-Werte von mehr als 1200 ms.

## 5.2 Basis Oberpaläozän (T1)

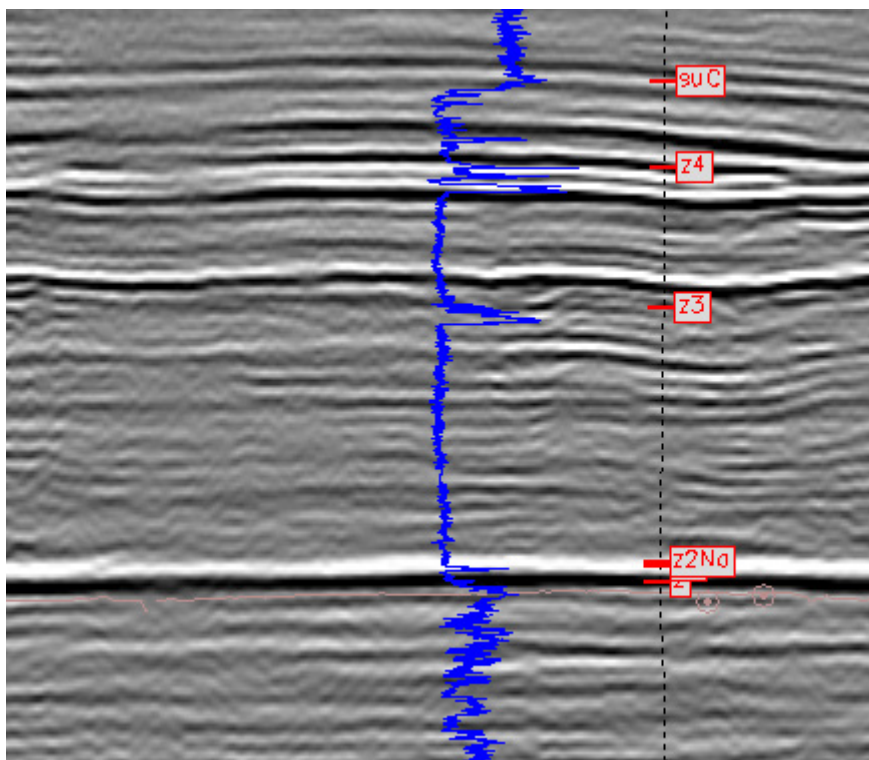
Die Basis des Oberpaläozän (tpao, Reflektor T1) zeigt einen deutlichen faziellen Wechsel an. Der seismische Horizont T1 (positive Polarität), welcher als Basis des Oberpaläozän kartiert wird, lässt sich aufgrund der starken Reflexion und seiner Kontinuität sehr gut im Bereich des Entenschnabels und im zentralen Nordseebereich verfolgen (Abbildung 5.3). Er liegt an der Oberfläche des Dan, welches aufgrund der fehlenden seismischen Reflexion zur kalkigen Oberkreide gerechnet wird, da es sich von dieser lithologisch nur unwesentlich unterscheidet. Die Basis des Oberpaläozän ist im Bereich des Entenschnabels vollständig kartiert [Stand September 2010]. Des Weiteren wurde die Basis im zentralen Bereich des deutschen Nordseesektors angerissen. Anhand der Farbkodierung in Abbildung 5.3 ist zu erkennen, dass der Reflektor (T1) kontinuierlich nach Nordwesten einfällt. Im Bereich des Entenschnabels erreicht er Laufzeiten von mehr als 2000 ms [TWT].



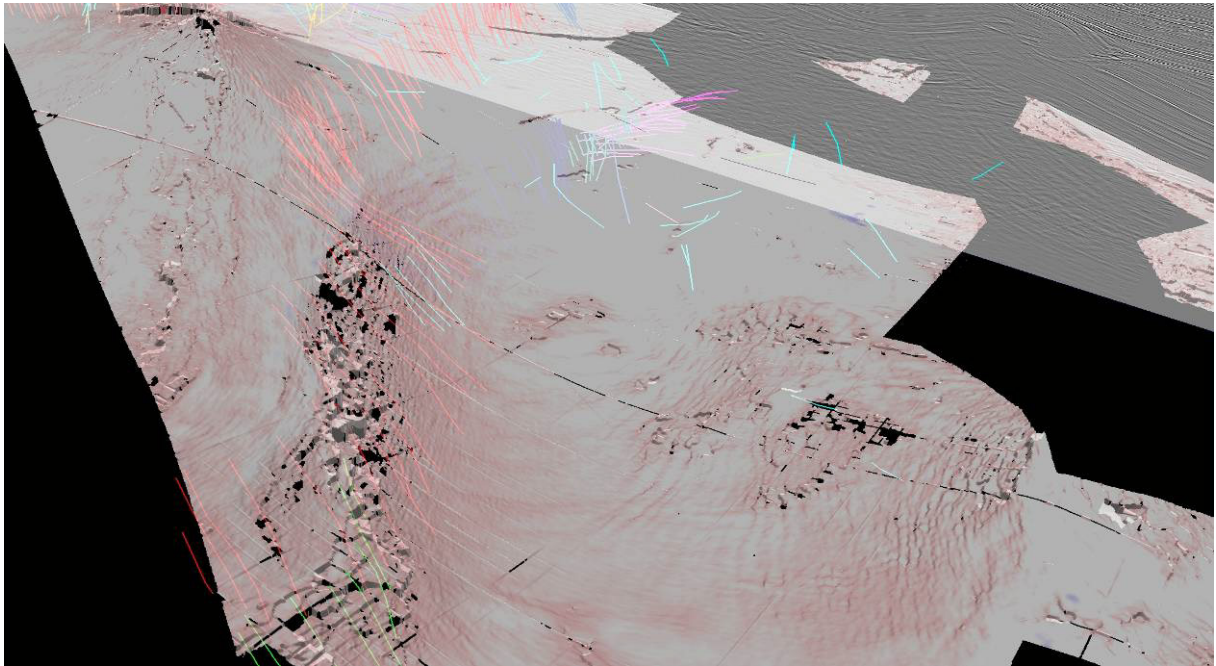
**Abbildung 5.3:** Oben: Kartierte Basis des Oberpaläozän (T1) im seismischen Profil. Unten: Automatisch verfolgter Reflektor im Bereich des Entenschnabels (nur 3D-Surveys).

### 5.3 Basis Buntsandstein (Tr1)

Die Basis Buntsandstein ist häufig durch eine unscheinbare positive Reflexion dargestellt, die im zentralen Bereich des deutschen Nordseesektors, meist gut kartierbar ist (Abbildung 5.4). Die geringen Kontraste im Bereich des Reflektors ergeben sich aus dem fließenden Übergang von Feinsandstein- bis Tonstein-Wechsellagerungen des unteren Buntsandsteins in die oberen Abfolgen des Zechsteins, die aus einer Wechsellagerung von Evaporiten und Tonsteinen bestehen. Die Anhydrit-/Karbonat- Abfolgen im oberen Zechstein, im Liegenden der Basis Trias, treten jedoch meist deutlicher als Reflexion hervor als der eigentliche Tr1-Reflektor. Gerade in strukturell stark beanspruchten Gebieten oder in tief versenkten Bereichen des Horngrabens und des Zentralgrabens ist meist nur eine Reflexion im Bereich der Basis Trias zu erkennen, die in den meisten Fällen vermutlich den oberen Bereichen des Zechstein zuzuordnen ist (Abbildung 5.5, 5.7). Dies lässt sich jedoch aufgrund der geringen Anzahl an Bohrungen, welche die Trias im Bereich des Horngrabens und Zentralgrabens durchteufen nicht konsistent überprüfen. Es ist jedoch mit einem systematischen Fehler bei der Korrelation des Tr1 Reflektors mit der stratigrafischen Grenze Basis Buntsandstein (suC) zu rechnen. Eine Unterscheidung ob man einen „Anhydrit/Karbonat“-Reflektor im oberen Zechstein vorliegen hat oder ob man nahe der Basis Trias liegt ist durch ein unterschiedliches Deformationsverhalten der Lithologien, bei vorliegender Scherung im Zechsteinsalinar, möglich (Abbildung 5.5). Die oberen „Anhydrit/Karbonat“-Bänder erscheinen in diesen Bereichen teils gewellt oder boudiniert, wohingegen die hangenden Abfolgen der Trias flach liegen oder Bruchstrukturen aufweisen. In Bohrungen ist die Basis des Buntsandstein meist gut durch einen markanten Sprung im Gamma-Ray-Log auszumachen.



**Abbildung 5.4:** Die positive Reflexion der Basis Trias (suC) zeigt geringere Amplituden als liegende Reflektoren im oberen Zechstein.



**Abbildung 5.5:** Darstellung des Tr1-Horizontes in 3D-Ansicht. Die automatisch erstellten Abschnitte des Horizontes zeigen wellige Muster und boudinierte Bereiche, insbesondere im Bereich von Störungen. Dies lässt vermuten, dass der Reflektor hier Anhydrite/Karbonate des oberen Zechstein repräsentiert.

## 5.4 Basis naher Reflektor Zechstein

Der deutliche Impedanzkontrast ( $z_{2Na}$ ) oberhalb der Basis der Zechsteinsequenz ist durch den Lithologiewechsel zwischen hangendem Salz und den liegenden Anhydrit-Karbonatabfolgen des Staßfurt-Zyklus bestimmt. Dieser Reflektor  $z_{2NA}$  besteht oft aus einer starken negativen und positiv phasigen Reflexion auf dem wiederum eine schwächere negative Reflexion folgt. Diese schwächere negative Reflexion fällt in einigen Gamma-Ray Log-Seismikkorrelationen mit der tatsächlichen Basis Zechstein zusammen (Abbildung 5.4). Da sich an anderen Bohrlokationen ein Zusammenhang hingegen weniger deutlich zeigt ist dies als unsicheres Kriterium zu werten. Als Standard zur Ansprache des Reflektors  $z_{2Na}$  wird die Korrelation von Seismik und Bohrlogs an der Bohrung in Abbildung 5.4, in einem ungestörten Bereich und in einer relativen Hochlage, auf dem Westschleswig Block definiert (Abbildung 5.4). Der Übergang vom Zechstein ins Rotliegend zeigt sich häufig als charakteristischer positiver Sprung im Gamma-Ray-Log.

Im G-Block, aber auch in anderen Regionen, kann die Amplitudenfolge entlang des Reflektors vertauscht erscheinen, mit einem ersten stark positiven Ausschlag im Hangenden und im Liegenden mit einer stark negativen Reflexion folgend (Abbildung 5.6). Im Liegenden des Zechstein folgen in Teilen des deutschen Nordseesektors weitere Salinarabfolgen des Oberrotliegend. Diese Salinarabfolgen werden insbesondere durch die Faltung und starke Deformation der Basis Zechstein deutlich (Abbildung 5.7).



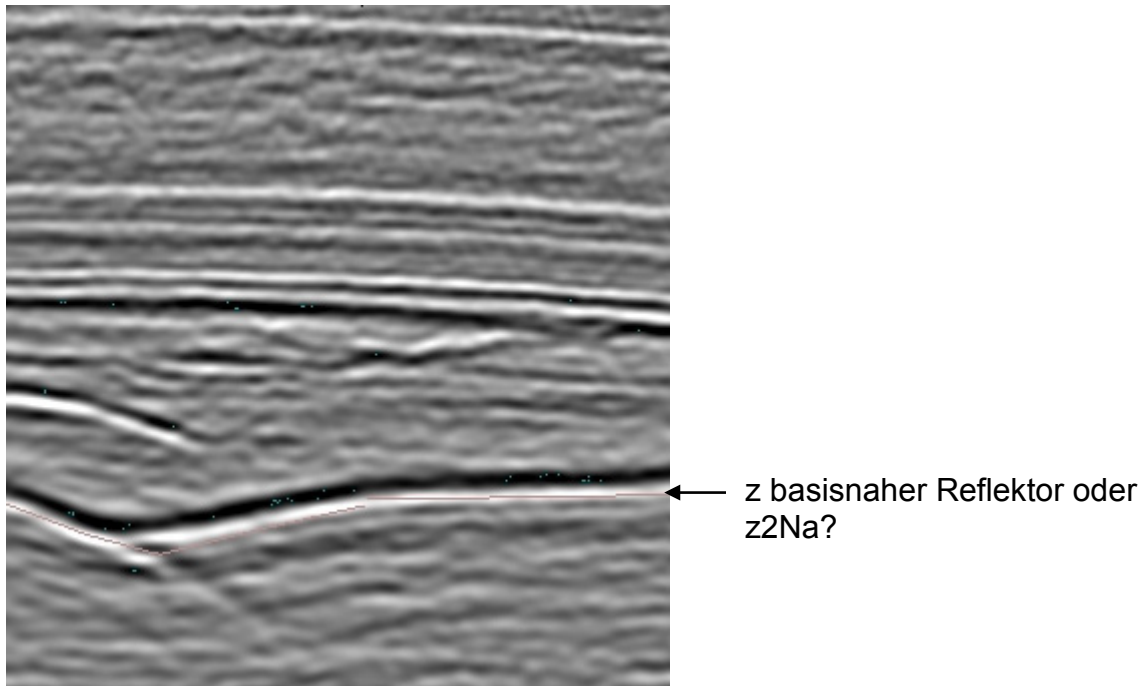


Abbildung 5.6: Zechsteinreflexion im Bereich des G-Blocks.

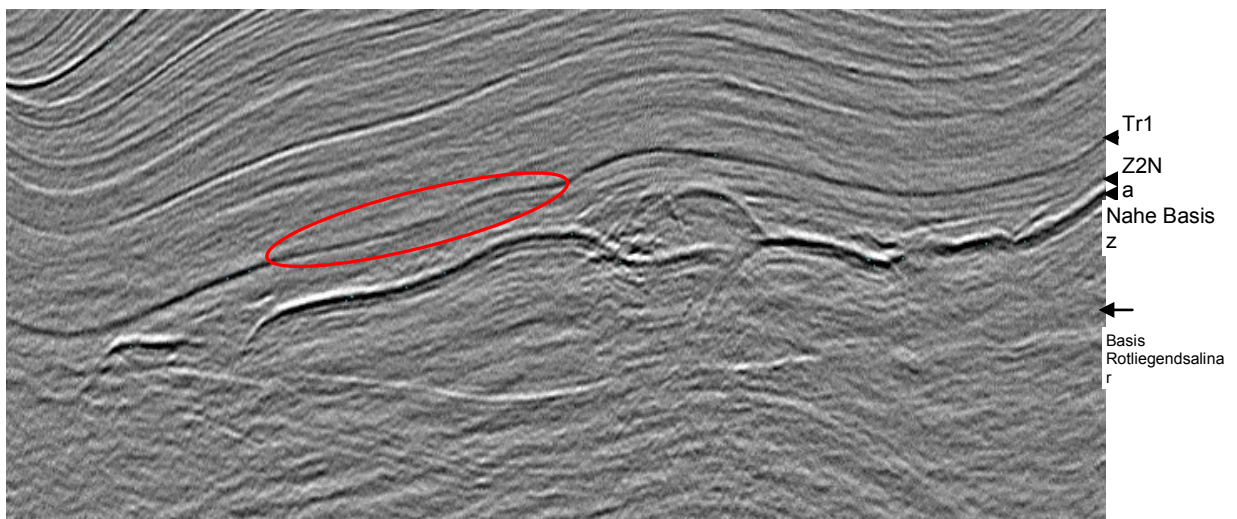
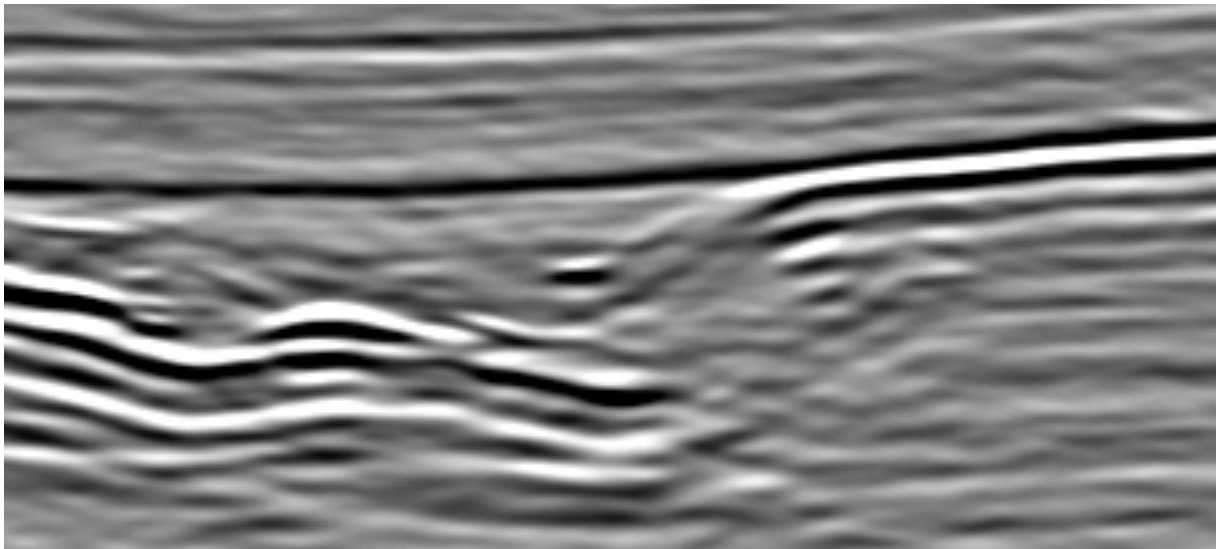


Abbildung 5.7: Faltung der Basis Zechstein durch Mobilisierung von Rotliegendesalinen im G-Block. Der Tr1-Reflektor ist leicht gewellt. In diesem Bereich entspricht diese Reflexion vermutlich dem oberen Zechstein.

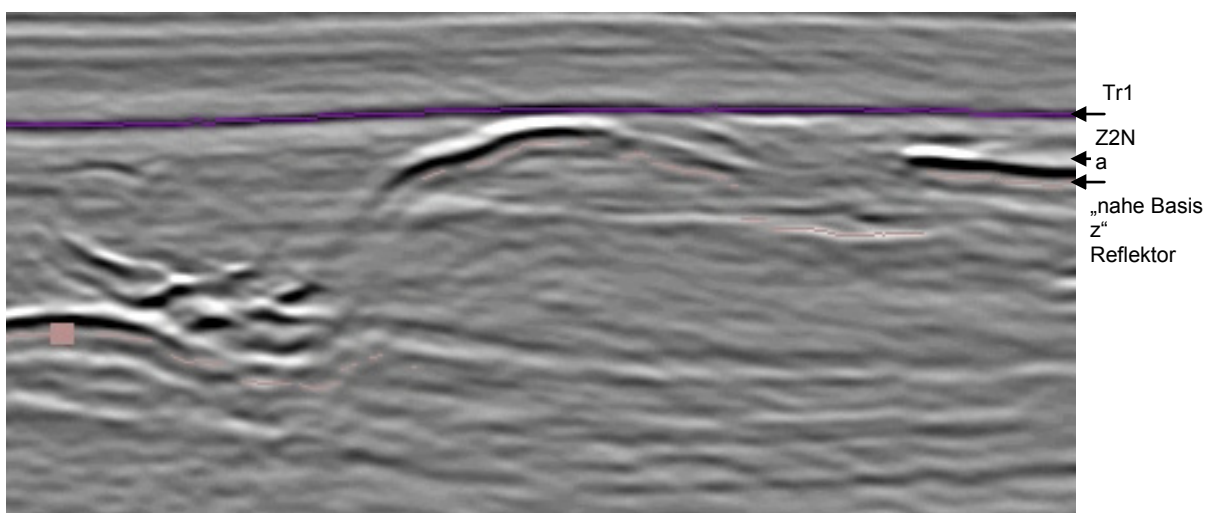
In einigen seismischen Profilen des östlichen Nordseesektors tritt teilweise nur eine sehr starke negative Reflexion auf, umgeben von zwei positiv phasigen Reflexionen. In Teilen des Zentralgrabens auf deutschem Gebiet sind an der Basis des Zechstein häufig Mehrfachreflexionen von positiven und negativen Amplituden ausgebildet (Abbildung 5.8). Dieses Reflexionspaket kann bis zu 250 ms (TWT) an Ausmaß annehmen und deutet vermutlich auch auf Wechselfolgen des oberen Rotliegendes. Aufgrund der geringen Bohrungsdichte im Entenschnabel und der nur wenigen Bohrungen die überhaupt die Basis Zechstein erteuft haben ist eine Korrelation der stratigrafischen Angaben in den Bohrungen mit der seismischen Reflexion nahe der Basis Zechstein nicht immer eindeutig auszumachen (Abbildung 5.8).



**Abbildung 5.8:** Mehrfachreflexionen an der Basis Zechstein im Bereich des Zentralgrabens. Die Verfolgbarkeit des zu kartierenden Reflektors ist in diesen Bereichen erschwert.

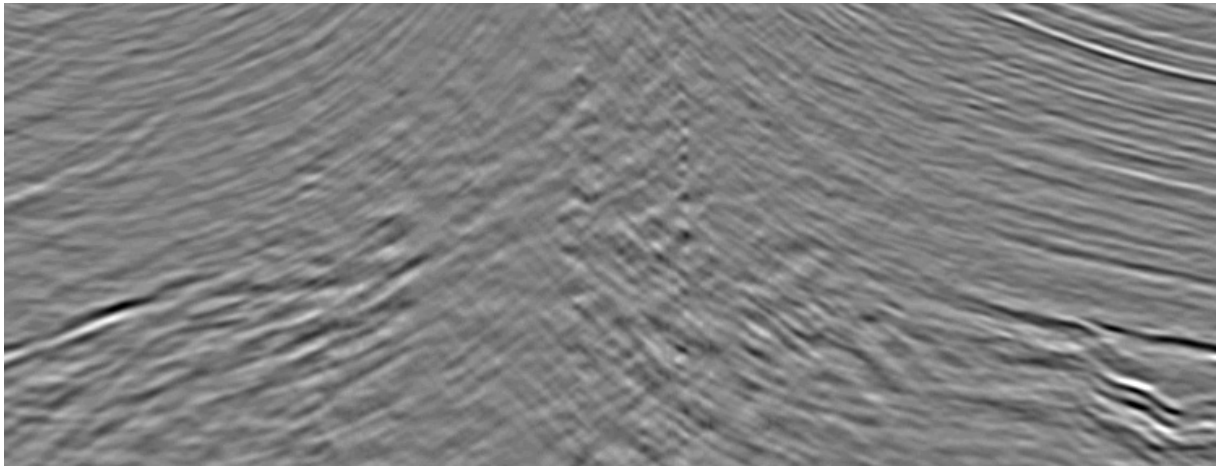
In einigen Bereichen im Zentralgraben setzt die Reflexion nahe der Basis Zechstein aus (Abbildung 5.9). Durch fehlende Bohrinformationen in diesen Bereichen kann kein eindeutiger Zusammenhang mit der lithologischen und stratigrafischen Abfolge hergeleitet werden. Bei der flächigen Kartierung des Zechsteinreflektors sind diese Bereiche jedoch gut auszuhalten. Eine mögliche Erklärung wäre, dass der Werra-Zyklus und der Basalanhydrit des Staßfurt-Zyklus, auf einem möglicherweise vorliegenden Rotliegendesalinar abgeschert wurden. Dieser Schluss beruht darauf, dass das Aussetzen der Reflexion in Nähe zu größeren Störungen im Prä-Zechstein auftreten kann. Auch fazielle Wechsel könnten eine Ursache dafür sein. Ebenfalls fällt in stark strukturierten Abschnitten des Zentralgrabens auf, dass der starke Reflektor z2Na dazu neigt über liegende Störungen gefaltet oder eingeschert zu erscheinen. Teils kann der Reflektor entlang größerer Störungen auch boudiniert wirken. Diese starke Strukturierung im Reflektorbild tritt im zweiten negativen, aber schwächeren Reflektor im Liegenden des z2Na-Reflektors zurück. Die Annahme ist, dass dieser Reflektor möglicherweise eher den Verlauf der Basis Zechstein widerspiegelt. Dieser Schluss ergibt sich aus dem Vergleich mit der Log-Seismikkorrelation (Abbildung 5.4). Außerdem sollten die Karbonat-/Anhydrit-Folgen des Werrazyklus und die Folgen des Rotliegendes (im Bereich des Zentralgrabens vermutlich weniger durch Salinare geprägt) mehr durch Spröddeformation, als durch Scherung gekennzeichnet sein. Die Basis Zechstein liegt in großen Bereichen Nordwestdeutschlands und der zentralen deutschen Nordsee nur wenige Zehnermeter unterhalb des z2Na-Reflektors. Daher dürfte aufgrund der Grenzen seismischer Auflösung keine Reflexion der Basis Zechstein sichtbar sein. Ein seismisches Quell-Signal besteht immer aus mehreren Schwingungsphasen. Durch die Tiefpasswirkung des Untergrundes bzw. multiple Reflexionen zeigt sich ein seismischer Horizont daher überwiegend als Abfolge von mehreren Reflexionen. Somit wäre zu diskutieren ob dieser schwächere negative Reflektor der Basis Zechstein entspricht oder nur ein seismisches „Ausschwingen“ des z2Na-Reflektors anzeigt. Im nordwestlichen Bereich des Entenschnabels, aber auch im nördlichen Bereich des zentralen deutschen Sektors, ist zu vermuten, dass man sich in den

randfaziellen Bereichen des Zechstein befindet. So können im Werra-Zyklus, der in großen Teilen der Nordsee nur ca. 50 m Mächtigkeit besitzt, entlang dieser Bereiche mächtige Plattformkarbonate ausgebildet sein, mit Mächtigkeiten > 50 m oder auch > 100 m. Diese randfaziellen Bereiche des Zechsteins werden im Laufe der Kartierung im deutschen Nordseesektor noch genauer erfasst. In diesen Bereichen besteht die Möglichkeit sowohl den Verlauf des z2Na-Reflektors und bei entsprechenden Impedanzkontrasten der Lithologien auch den der Basis Zechstein nachzuvollziehen. Durch häufige Scherungen im Bereich der Basis Staßfurt, insbesondere in strukturell beanspruchten Gebieten, und durch fazielle Wechsel der unteren Zechsteinfolgen, in Randbereichen des südpermischen Beckens, zeigt der z2NA-Reflektor nur bedingt den Verlauf der Basis Zechstein. Aufgrund der hohen Amplituden des z2Na-Reflektors ist meist eine schnelle Interpretierbarkeit auch durch automatisierte Methoden gegeben, weswegen dieser Reflektor häufig, auch wenn generalisierend, für die Interpretation der Basis Zechstein genutzt wird. Dieser Vorteil bei der Interpretation geht im Bereich des Entenschnabels aufgrund der starken Strukturierung des Prä-Zechstein verloren. Wegen der nicht aussagekräftigen Ergebnisse mit ASAP erfolgt die Interpretation der Basis Zechstein im nordwestlichen Nordseesektor überwiegend manuell.

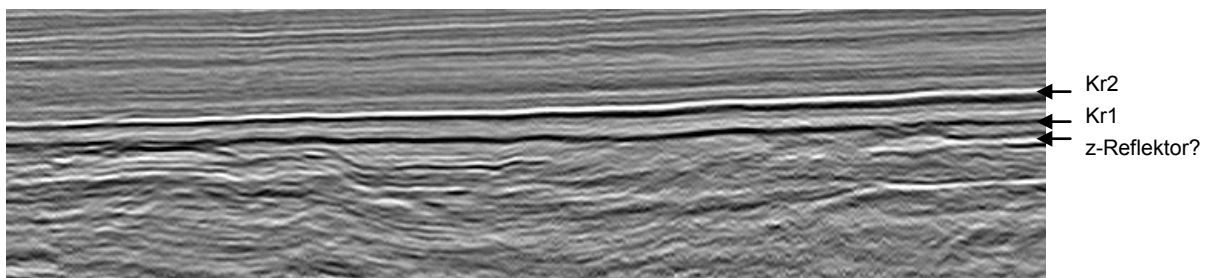


**Abbildung 5.9:** Starke Strukturierung der Basis Zechstein Reflexion, auch mit Aussetzen der Reflexion, im Bereich des Zentralgrabens. Im Bereich von Störungen zeigt sich zudem häufig eine Boudinage der Reflexion.

Ebenfalls ändert sich das seismische Erscheinungsbild der Basis Zechstein in einigen Gebieten, in denen durch Halotektonik das meiste Salz abgewandert ist oder Erosionsdiskordanzen sehr tief in den Zechstein eingeschnitten haben (Abbildung 5.11). In Hebungsgebieten mit ausgeprägten Diskordanzen, die bis auf das Niveau des Zechstein einschneiden, ist nur schwer zu unterscheiden, ob Zechstein noch vorhanden ist oder ob jüngere Einheiten diskordant auf Prä-Zechstein aufliegen. In Bereichen unterhalb von Diapirstrukturen ist die seismische Auflösung der Basis Zechstein ebenfalls stark herabgesetzt (Abbildung 5.10).



**Abbildung 5.10:** Häufig ist unterhalb von Salzstrukturen kein Reflektor an der Basis Zechstein ausgebildet. Zudem ist eine Aufwölbung der Reflektoren durch einen „velocity pull-up“ zu sehen.



**Abbildung 5.11:** Stark erodierte Zechsteinabfolge im Bereich des Nordschillgrund-Hochs. Ober- oder Unterkreide liegen in einigen Bereichen des deutschen Nordseesektors auf Prä-Zechstein.

### Interpretationsansatz

Bei der Interpretation wurde versucht der Basis Zechstein zu folgen. Da sich der z2Na-Reflektor aus den oben genannten Gründen nur bedingt eignet um die Basis Zechstein abzubilden wurde diese Reflexion nur als Leitreflektor für die Interpretation verwendet. In den Bereichen wo nur eine negative Reflexion ersichtlich ist und keine Bohrungskorrelation möglich war, wurde dieser negative Reflektor auch nachinterpretiert. In den anderen Fällen wurde eine schwächere negative Reflexion kurz unterhalb des z2Na-Reflektors zur Interpretation ausgewählt. Somit entspricht das Interpretationsergebnis nicht dem z2Na-Reflektor und ist vielmehr als „Basis naher Zechsteinreflektor“ anzusprechen. Dieser Interpretationsansatz gewährleistet ein möglichst genaues Abbild der Geometrie der Basis Zechstein, wohingegen Unsicherheiten in der chronostratigrafischen Einordnung des Horizontes in Kauf genommen werden müssen.

## 6 Literaturverzeichnis

- Andsbjerg, J., and K. Dybkjær (2003), Sequence stratigraphy of the Jurassic of the Danish Central Graben, *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*, 1, 265-300.
- Baldschuhn, R., U. Frisch, and F. Kockel (Eds.) (1996), *Geotektonischer Atlas von NW-Deutschland / Tectonic Atlas of NW-Germany*, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.
- Baldschuhn, R., F. Binot, S. Fleig, and F. Kockel (2001), Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor, *Geologisches Jahrbuch, Reihe A 153*, 88 + 83 CD.
- Bertelsen, F. (1980), *Lithostratigraphy and depositional history of the Danish Triassic*, 59 pp., Geological Survey of Denmark.
- Best, G., F. Kockel, and H. Schoeneich (1983), Geological history of the southern Horn Graben, *Geologie en Mijnbouw. Netherlands Journal of Geosciences*, 62, 25-33.
- Bijlsma, S. (1981), Fluvial sedimentation from the Fennoscandian area into the Northwest European Basin during the Late Cenozoic, *Geologie en Mijnbouw*, 8, 337-345.
- Cameron, T. D. J., J. Bulat, and C. S. Mesdag (1993), High resolution seismic profile through a Late Cenozoic delta complex in the southern North Sea, *Marine and Petroleum Geology*, 10, 591-599.
- Cameron, T. D. J., A. Crosby, P. S. Balson, D. H. Jeffery, G. K. Lott, J. Bulat, and D. J. Harrison (1992), The geology of the southern North Sea *Rep.*, London.
- Cartwright, J. A. (1994), Episodic basin-wide fluid expulsion from geopressed shale sequences in the North Sea basin, *Geology*, 22(5), 447-450.
- Damtoft, K., L. H. Nielsen, P. N. Johannessen, E. Thomsen, and P. R. Andersen (1992), Hydrocarbon plays of the Danish Central Trough, in *Generation, accumulation and production of Europe's hydrocarbons*, edited by A. M. Spencer, pp. 35-58, Special Publication of the European Association of Petroleum Geoscientists.
- De Jager, J. (2007), Geological development, in *Geology of the Netherlands*, edited by T. E. Wong, D. A. J. Batjes and J. De Jager, pp. 5-26, Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, Amsterdam.
- Deegan, C. E., and B. J. Scull (1977), A Standard Lithostratigraphic Nomenclature for the central and northern North Sea *Rep.*, 36 pp, Institute of Geological Sciences.
- Dewhurst, D. N., J. A. Cartwright, and L. Lonergan (1999), The development of polygonal fault systems by syneresis of colloidal sediments, *Marine and Petroleum Geology*, 16(8), 793-810.
- Doornenbal, J. C., and A. G. Stevenson (2010), *Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area*, EAGE Publications b.v., Houten.
- Evans, D. J., C. Graham, A. Armour, and P. Bathurst (2003), *The Millennium Atlas: Petroleum geology of the central and northern North Sea*, 390 pp., The Geological Society, London.
- Evenden, G. I. (2003), Cartographic Projection Procedures for the UNIX Environment—A User's Manual *Rep.*, United States Geological Survey (USGS)

- Feller, S. (2007), Kinematische Analysen von Salzstrukturen im Zentralgraben der südlichen Nordsee, Diplomarbeit thesis, 71 pp, Leibniz Universität Hannover, Hannover.
- Geluk, M. C. (2007a), Permian, in *Geology of the Netherlands*, edited by T. E. Wong, D. A. J. Batjes and J. de Jager, pp. 63-84, Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, Amsterdam.
- Geluk, M. C. (2007b), Triassic, in *Geology of the Netherlands*, edited by T. E. Wong, D. A. J. Batjes and J. de Jager, pp. 85-106, Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, Amsterdam.
- Glennie, K. W. (Ed.) (1998), *Petroleum Geology of the North Sea, Basic concepts and recent advances*, 636 pp., Blackwell, Oxford.
- Gouly, N. R. (2001), Mechanics of layer-bound polygonal faulting in fine-grained sediments, *Journal of the Geological Society*, 159(3), 239-246.
- Gowers, M. B., and A. Sæbøe (1985), On the structural evolution of the Central Trough in the Norwegian and Danish sectors of the North Sea, *Marine and Petroleum Geology*, 2(4), 298-318.
- Graversen, O. (2006), The Jurassic-Cretaceous North Sea Rift Dome and Associated Basin Evolution, edited, Search and Discovery.
- Groß, U. (1986), Gaspotential Deutsche Nordsee - Die regionale Verteilung der seismischen Anfangsgeschwindigkeiten in der Deutschen Nordsee *Rep.*, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover.
- Hallam, A., and B. W. Sellwood (1976), Middle Mesozoic Sedimentation in Relation to Tectonics in the British Area, *The Journal of Geology*, 84(3), 301-321.
- Herngreen, G. F. W., and T. E. Wong (2007), Cretaceous, in *Geology of the Netherlands*, edited by T. E. Wong, D. A. J. Batjes and J. de Jager, pp. 127-150, Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences.
- Ineson, J. R., and F. Surlyk (Eds.) (2003), *The Jurassic of Denmark and Greenland*, 948 pp., Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin.
- Jacobsen, F. L. (1984), Lithostratigraphy of the Zechstein salts in the Norwegian-Danish basin, *Dan. Geol. Unders.*, 2, 7-70.
- Japsen, P. (1993), Influence of lithology and Neogene uplift on seismic velocities in Denmark: Implications for depth conversions of maps, *AAPG Bulletin*, 77(2), 194-211.
- Jaritz, W., G. Best, G. Hildebrand, and U. Jürgens (1979), Regionale Analyse der seismischen Geschwindigkeiten in Nordwestdeutschland *Rep.*, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover.
- Kley, J., and T. Voigt (2008), Late Cretaceous intraplate thrusting in central Europe: Effect of Africa-Iberia-Europe convergence, not Alpine collision, *Geology*, 36(11), 839-842.
- Kockel, F. (1995), Structural and palaeogeographical development of the German North Sea sector, in *Beiträge zur regionalen Geologie der Erde*, edited, p. 96.
- Kockel, F., R. Baldschuhn, G. Best, F. Binot, U. Frisch, U. Groß, U. Jürgens, H.-G. Röhling, and S. Sattler-Kosinowski (1992), Gaspotential Deutsche Nordsee - Structural Geology of the German North Sea Sector *Rep.*, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover.
- Koschyk, K. (1996), Dokumentation eines NLFB-GGA-Datenbestandes der seism. Geschwindigkeiten aus Bohrungen der BRD, 27.11.1996 *Rep.*, Hannover.
- Kossow, D. (2001), Kinematic evolution of the inverted intracontinental Northeast German Basin, 101 pp, Potsdam University, Potsdam.

- 
- Köthe, A., C. Gaedicke, and R. Lutz (2008), Erratum: The age of the Mid-Miocene Unconformity (MMU) in the G-11-1 borehole, German North Sea sector, *Zeitschrift der deutschen geologischen Gesellschaft*, 159/4, 687-689.
- Kuhlmann, G. (2004), High resolution stratigraphy and paleoenvironmental changes in the southern North Sea during the Neogene. An integrated study of Late Cenozoic marine deposits from the northern part of the Dutch offshore area, cummulativ thesis, 209 pp, Utrecht University, Utrecht.
- Kühnau, L., and O. Michelsen (1994), Detailed log-stratigraphic study of the Lower Cretaceous in the Danish Central Trough, North Sea, *Marine and Petroleum Geology*, 11, 467-478.
- Kus, J. (2005), Effects of a Cretaceous structural inversion and a postulated high heat flow event on petroleum system of the western Lower Saxony Basin and the charge history of the Apeldorn gas field, in *Geologie en Mijnbouw. Netherlands Journal of Geosciences*, edited by B. Cramer and F. Kockel, pp. 3-24, Netherlands Institute of Applied Geoscience TNO/Royal Geological and Mining Society of the Netherlands : Utrecht, Netherlands, Netherlands.
- Menning, M., and D. S. Kommission (2002), Eine geologische Zeitskala 2002, in *Stratigraphische Tabelle von Deutschland 2002*, edited by D. S. Kommission.
- Michelsen, O., and L. H. Nielsen (1993), Structural development of the Fennoscandian Border Zone, offshore Denmark, *Marine and Petroleum Geology* 10, 124-134.
- Mohr, M., P. A. Kukla, J. L. Urai, and G. Bresser (2005), Multiphase salt tectonic evolution in NW Germany: seismic interpretation and retro-deformation, *International Journal of Earth Sciences*, 94, 917-940.
- Møller, J. J., and E. S. Rasmussen (2003), Middle Jurassic-Early Cretaceous rifting of the Danish Central Graben, in *The Jurassic of Denmark and Greenland*, edited by J. R. Ineson and F. Surlyk, pp. 247-264, Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin.
- Nielsen, O. B., S. Sorensen, J. Thiede, and O. Skarbo (1986), Cenozoic Differential Subsidence of North Sea, *AAPG Bulletin*, 70, 276-298.
- Nielsen, S. B., R. Stephenson, and E. Thomsen (2007), Dynamics of Mid-Palaeocene North Atlantic rifting linked with European intra-plate deformations, *Nature*, 450(7172), 1071-1074.
- Overeem, I., G. J. Weltje, C. Bishop-Kay, and S. B. Kroonenberg (2001), The Late Cenozoic Eridanos delta system in the Southern North Sea Basin: a climate signal in sediment supply?, *Basin Research*, 13(3), 293-312.
- Preuss, H., R. Vinken, and H.-H. Voss (1991), Symbolschlüssel Geologie - Symbole für die Dokumentation und Automatische Datenverarbeitung geologischer Feld- und Aufschlußdaten *Rep.*, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.
- Randen, T., and L. Sønneland (2005), Atlas of 3D Seismic Attributes, in *Mathematical Methods and Modelling in Hydrocarbon Exploration and Production*, edited by A. Iske and T. Randen, pp. 23-46, Springer Berlin Heidelberg.
- Reinhardt, L., A. Krüger, and M. Zeiler (2010), Geopotenzial Deutsche Nordsee, *Geowissenschaftliche Mitteilungen*, 41, 6-16.
-

- Reinhold, K., P. Krull, and F. Kockel (2008), Salzstrukturen Norddeutschlands, *geologische Karte*, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Berlin/Hannover.
- Schiøler, P., et al. (2007), Lithostratigraphy of the Palaeogene - lower Neogene siliciclastic sediments in the Danish sector of the North Sea, *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*, 12, 1-77.
- STD (Deutsche Stratigraphische Kommission, E. c. a. I. M. M. A. H. (Ed.) (2002), *Stratigraphische Tabelle von Deutschland 2002 - Chart 96x130 cm*, GeoForschungsZentrum, Potsdam.
- Subkommission-Perm-Trias (1993), Beschluss zur Festlegung der lithostratigraphischen Grenzen Zechstein / Buntsandstein / Muschelkalk und zu Neubenennungen im Unteren Buntsandstein in der Bundesrepublik Deutschland, *Nachr. Dt. geol. Ges.*, 49, 76-81.
- Thieme, B., and K. Rockenbauch (2001), Floßtektonik in der Trias der Deutschen Südlichen Nordsee, *Erdöl Erdgas Kohle*, 117, 568-573.
- Underhill, J. R., and M. A. Partington (1993), Jurassic thermal doming and deflation in the North Sea: implications of the sequence stratigraphic evidence, in *Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 4th Conference*, edited by J. R. Parker, pp. 337-345, The Geological Society, London.
- Van Adrichem Boogaert, H. A., and W. F. P. Kouwe (1993-1997), Stratigraphic nomenclature of the Netherlands, revision and update by RGD and NOGEPa, *Mededelingen Rijks Geologische Dienst* 50, 1-40.
- Vejbæk, O. V. (1990), The Horn Graben, and its relationship to the Oslo Graben and the Danish Basin, *Tectonophysics*, 178(1), 29-49.
- Vejbæk, O. V., and C. Andersen (2002), Post Mid-Cretaceous Inversion Tectonics in the Danish Central Graben - regionally synchronous tectonic events?, *Bulletin of the Geological Society of Denmark*, 49, 139-144.
- Vejbæk, O. V., T. Bidstrup, P. Britze, M. Erlström, E. S. Rasmussen, and U. Sivhed (2007), Chalk depth structure maps, Central to Eastern North Sea, Denmark, *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*, 13, 9-12.
- Walter, R. (2007), *Geologie von Mitteleuropa*, Schweizerbart : Stuttgart, Federal Republic of Germany, Federal Republic of Germany.
- Watterson, J., J. Walsh, A. Nicol, P. A. R. Nell, and P. G. Bretan (2000), Geometry and origin of a polygonal fault system, *Journal of the Geological Society*, 157(1), 151-162.
- Westerhoff, W. E., T. E. Wong, and E. F. J. de Mulder (2003), Opbouw van de ondergrond., in *De ondergrond van Nederland*, edited, Nederlands Instituut voor Toegepaste Geowetenschappen (TNO).
- Wong, T. E. (2007), Jurassic, in *Geology of the Netherlands*, edited by T. E. Wong, D. A. J. Batjes and J. de Jager, pp. 107-125, Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, Amsterdam.
- Wong, T. E., D. A. J. Batjes, and J. De Jager (Eds.) (2007a), *Geology of the Netherlands*, 354 pp., Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences Amsterdam.
- Wong, T. E., I. R. De Lugt, G. Kuhlmann, and I. Overeem (2007b), Tertiary, in *Geology of the Netherlands*, edited by T. E. Wong, D. A. J. Batjes and J. de Jager, pp. 151-171, Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, Amsterdam.



- Ziegler, P. A. (1982), *Geological Atlas of Western and Central Europe*, 130 pp., Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V.; Elsevier Scientific Publishing Company.
- Ziegler, P. A. (1990), Tectonic and palaeogeographic development of the North Sea rift system, in *Tectonic evolution of the North Sea rifts*, edited by D. J. Blundell and A. D. Gibbs, pp. 1-36, Oxford Science Publications, Oxford.
- Ziegler, P. A. (1990), *Geological Atlas of Western and Central Europe*, Shell Internationale Petroleum Maatschappij, The Hague.
- Ziegler, P. A. (1992), North Sea rift system, *Tectonophysics*, 208(1-3), 55-75.

## 7 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

### Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Struktur des Projektes Geopotential Deutsche Nordsee GPDN .....	2
Abbildung 2.1: Plattentektonische Rekonstruktion vor 62 Ma (Paläogen) .....	5
Abbildung 2.2: Strukturüberblick der gesamten Nordsee [ <i>Walter, 2007</i> ] .....	6
Abbildung 2.3: Strukturüberblick des Arbeitsgebietes .....	8
Abbildung 2.4: Interpretation in Zeit auf Basis reflexionsseismischer Profile .....	12
Abbildung 2.5: Profilschnitt N7 aus dem Geotektonischen Atlas .....	14
Abbildung 2.6: Profilinterpretation im G-Block des deutschen Nordseesektors .....	14
Abbildung 3.1: Topografie und Bathymetrie Nordeuropas .....	15
Abbildung 3.2: Geografische Verteilung der verfügbaren Tiefbohrungen .....	20
Abbildung 3.3: 3D-Seismische Datengrundlage .....	22
Abbildung 3.4: 2D-seismische Linien im Bereich des deutschen Nordseesektors ....	23
Abbildung 3.5: 2D-seismische Linien im Rahmen von BGR-Projekten seit 2003 .....	24
Abbildung 3.6: In GeoFrame verfügbare 2D-seismische Linien. ....	24
Abbildung 3.7: Beispiel einer Themenkarte erstellt aus der GIS-DB .....	27
Abbildung 4.1: Einfluss der beschriebenen Konzepte .....	28
Abbildung 4.2: Tabellarischer Vergleich der stratigrafischen Klassifizierung .....	36
Abbildung 4.3: Zweiter Abschnitt der stratigrafischen Klassifizierung .....	37
Abbildung 4.4: Verteilung der Zechsteinsalze des Oberen Zechstein .....	39
Abbildung 4.5: GPDN stratigrafische Referenztafel .....	42
Abbildung 4.6: GPDN-Marker Tabelle mit seismischen Formationsgeschw .....	43
Abbildung 4.7: Der Gamma-Marker im seismischen Profil. ....	48
Abbildung 4.8: Die kartierte Basis des Oberpaläozän im seismischen Profil .....	49
Abbildung 4.9: Zunahme der Schall-Laufzeiten im Sonic-Log in der Oberkreide. ....	50
Abbildung 4.10: Tiefenlage der Basis des Unteren Jura (Basis des Lias) .....	50
Abbildung 4.11: Ausschnitt eines seismischen Profils .....	51
Abbildung 4.12: Tiefenlage der Basis des Unteren Buntsandstein .....	52
Abbildung 4.13: Faziesverteilung Staßfurt. Southern Permian Basin Atlas .....	53
Abbildung 4.14: Faziesverteilung an der Basis des Oberrotliegend .....	54
Abbildung 4.15: Der Verlauf des Referenzprofils im deutschen Nordseesektor .....	55
Abbildung 4.16: Seismisches Profil am Eingang zum Entenschnabel .....	56

---

Abbildung 4.17: Seismisches Profil am Eingang zum Entenschnabel.....	57
Abbildung 4.18: Gegenüberstellung dreier Bohrungen .....	59
Abbildung 4.19: Korrelation der stratigrafischen Marker in drei Bohrungen .....	60
Abbildung 4.20: Projektaufbau seismisches Interpretationssystem (GeoFrame) .....	61
Abbildung 4.21: Darstellung wichtiger Begriffe und Bezugsniveaus.....	62
Abbildung 4.22: Aufbau der Bohrlochabweichdateien am Beispiel einer Bohrung ....	64
Abbildung 4.23: Aufbau der GVM/VSP-Dateien am Beispiel einer Bohrung .....	64
Abbildung 4.24: LAS-Dateiaufbau am Beispiel einer Bohrung .....	65
Abbildung 4.25: Räumliche Verteilung, der durch die Module C, D und E .....	67
Abbildung 4.26: Arbeitsoberfläche des „ <i>Project Borehole Data Manager</i> “ .....	68
Abbildung 4.27: Arbeitsoberfläche des „ASCII Load“-Moduls.....	70
Abbildung 4.28: Arbeitsoberfläche des „ <i>Well Deviation Survey Editor</i> “ .....	71
Abbildung 4.29: Arbeitsoberfläche des „ <i>Well Deviation Survey Editor</i> “ .....	72
Abbildung 4.30: Arbeitsoberfläche des „ <i>Checkshot Survey Editor</i> “ .....	74
Abbildung 4.31: Arbeitsoberfläche des „ <i>Project Marker Data Manager</i> “ .....	79
Abbildung 4.32: Seismisches Profil mit markanten seismischen Reflektoren.....	80
Abbildung 4.33: Arbeitsoberfläche von „WellEdit“ .....	82
Abbildung 4.34: Anzeige der Ergebnisse im „ <i>Statistics Tool</i> “ unter „ <i>Results</i> “ .....	82
Abbildung 4.35: Arbeitsoberfläche des „ <i>Project Surface Data Manager</i> “ .....	83
Abbildung 4.36: Übersicht über die Nomenklatur der Störungen.....	86
Abbildung 4.37: Blockkennungen und Salzstrukturen im deutschen Nordseesektor .	89
Abbildung 4.38: Ausschnitt aus der GeoFrame „Basemap“ von den Störungen ....	102
Abbildung 4.39: Korrektur der Interpretation anhand einer Interpolation .....	103
Abbildung 4.40: Darstellung verschiedener Störungslinieninterpretationen .....	104
Abbildung 4.41: Linke Seite: Horizontalschnitt eines Variance Cubes .....	104
Abbildung 4.42: Linke Seite; Profilinterpretation durch die Salzstruktur Bruni.....	105
Abbildung 4.43: Eine ungünstige Schnittlage durch die Salzstruktur Carola .....	106
Abbildung 4.44: Schnitt durch einen berechneten "Structural cube" .....	107
Abbildung 4.45: Schnitt durch eine Salzstruktur im Entenschnabel.....	108
Abbildung 4.46: Automatisierte Horizontinterpretation mit der Funktion „ASAP“ .....	109
Abbildung 4.47: Vertikale und horizontale Linieninterpretationen.....	111
Abbildung 5.1: Seismisches Erscheinungsbild der MMU (FUGRO-Datensatz).....	113
Abbildung 5.2: Zeit-Grid der kartierten MMU für die deutsche Nordsee .....	114
Abbildung 5.3: Oben: Kartierte Basis des Oberpaläozän (T1).....	115

---

Abbildung 5.4: Die positive Reflexion der Basis Trias .....	116
Abbildung 5.5: Darstellung des Tr1-Horizontes in GeoViz. ....	117
Abbildung 5.6: Zechsteinreflektor im Bereich des G-Blocks .....	118
Abbildung 5.7: Faltung der Basis Zechstein durch Mobilisierung .....	118
Abbildung 5.8: Mehrfachreflektoren an der Basis Zechstein .....	119
Abbildung 5.9: Starke Strukturierung der Basis Zechstein Reflektoren .....	120
Abbildung 5.10: Häufig Unterhalb von Salzstrukturen kein Reflektor ausgebildet....	121
Abbildung 5.11: Stark erodierte Zechsteinabfolge .....	121

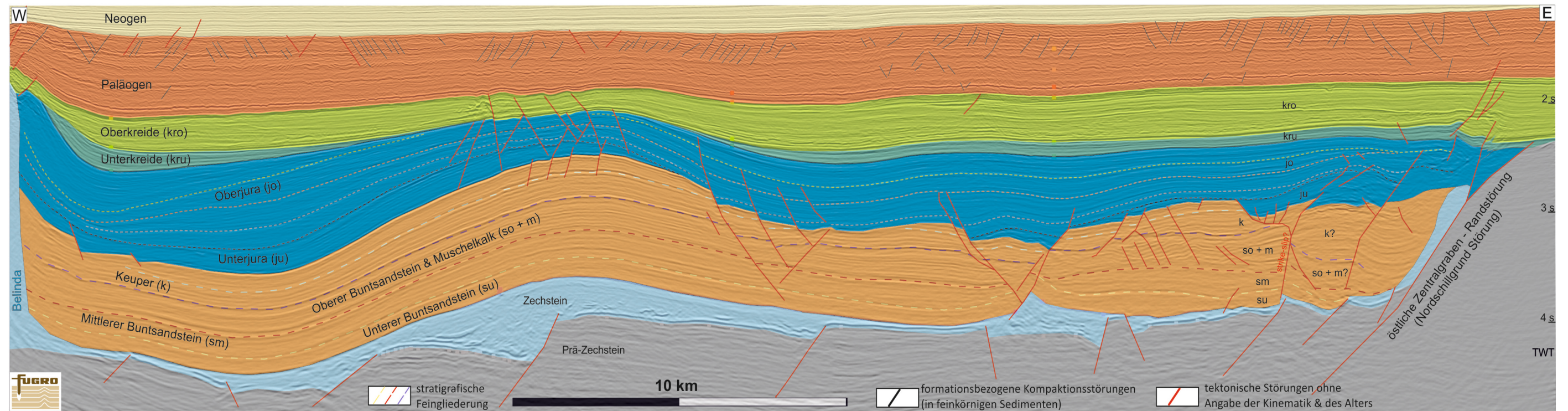
### **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 4.1: Stratigrafische Gliederung der Niederlande und Deutschland. ....	300
Tabelle 4.2: Die stratigrafische Klassifizierung von Dänemark im Vergleich zur deutschen Stratigrafie .....	355
Tabelle 4.3: Abschnitt 1 der stratigrafischen Referenztabelle.....	444
Tabelle 4.4: Abschnitt 2 der stratigrafischen Referenztabelle.....	466
Tabelle 4.5: Abschnitt 3 der stratigrafischen Referenztabelle.....	477

## 8 Anhang

- (1) Profilinterpretation des östlichen Zentralgraben
- (2) Profilinterpretation über den deutschen Teil des Horngraben
- (3) Liste der für die Nutzung im Rahmen des Projektes „Geopotenzial Deutsche Nordsee“ (GPDN) vom WEG freigegebenen Tiefbohrungen.
- (4) Liste der angefragten WEG-Bohrungen, die für die Nutzung im Rahmen des Projektes „Geopotenzial Deutsche Nordsee“ (GPDN) nicht freigegeben sind.
- (5) Liste weiterer Tiefbohrungen (Dateneigentümer nicht WEG-Mitglied)
- (6) Überblick über die digital verfügbaren projektrelevanten Bohrdaten
- (7) Marker-*Surface*-Tabelle
- (8) Auszug aus der tabellarischen Dokumentation der Störungssegmente

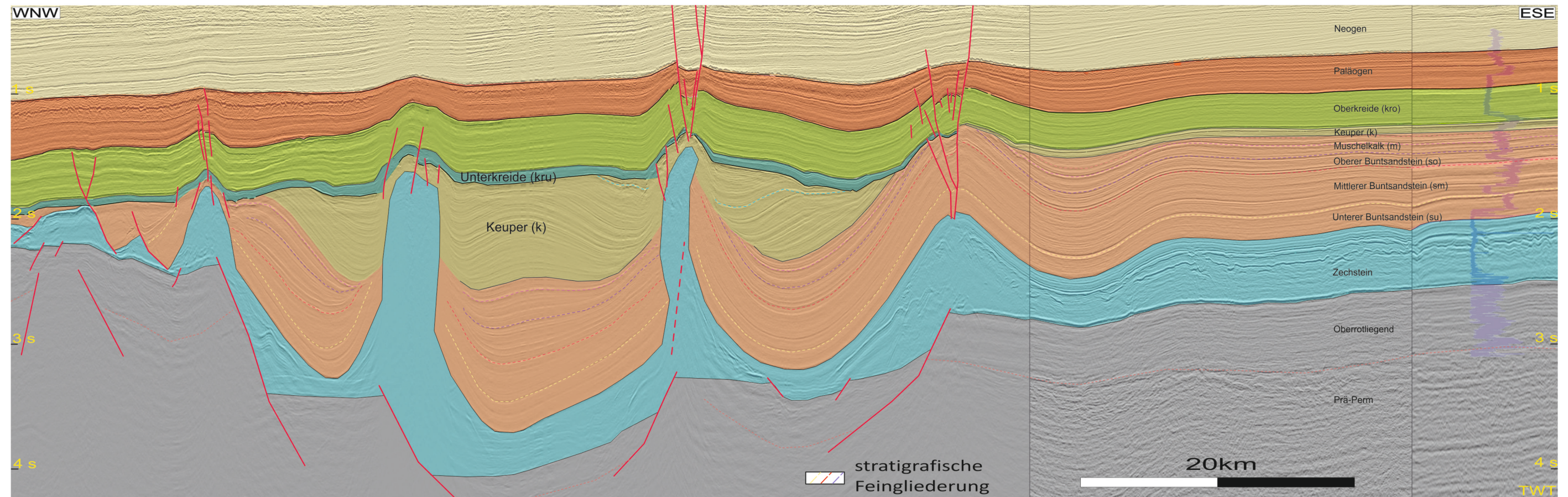
## Profilschnitt im Bereich des südöstlichen Entenschnabels



Interpretation seismischer Horizonte und von Strukturen entlang eines seismischen Profilschnitts, circa senkrecht zum Streichen des östlichen Zentralgrabens im deutschen Nordseesektor. Die gestrichelten Linien entsprechen seismischen *Surfaces* des in Kapitel 4.1 beschriebenen Marker-Surface-Konzept.

**Anhang 1:** Profilinterpretation des östlichen Zentralgrabens.

## Profilschnitt über den deutschen Teil des Horngrabens



Interpretation seismischer Horizonte und von Strukturen entlang eines seismischen Profilschnitts, circa senkrecht zum Streichen des Horngrabens. Die gestrichelten Linien entsprechen seismischen *Surfaces* des in Kapitel 4.1 beschriebenen Marker-Surface-Konzept.

**Anhang 2:** Profilinterpretation über den deutschen Teil des Horngrabens.

Lochname	Identifizier	OP_FIRMA	RECHTS	HOCH	GK_ELLIPSE	ENDTEUFE	Endhorizont	Verbandzuordnung
Buesum-Dogger 1	302110500101	RWE Dea AG	3484799,0	5985238,0	DHDN3	2620,0	jmA	WEG member
Esens Z1	010521100131	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	3402867,0	5948867,0	DHDN3	5725,0	roSL	WEG member
Eversand 1	050121600101	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	3452500,0	5960040,0	DHDN3	2185,7	juZ	WEG member
Eversand 1a (1.)	050121600102	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	3452500,0	5960040,0	DHDN3	1307,9	krcao	WEG member
Eversand 1a (2.)	050121600103	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	3452500,0	5960040,0	DHDN3	2187,7	jmG	WEG member
Garding 1 (1.)	301925400101	Wintershall AG Erdoelwerke	3478927,0	6017225,0	DHDN3	3008,0	tolm	WEG member
Garding 1 (2.)	301925400102	Wintershall AG Erdoelwerke	3478927,0	6017225,0	DHDN3	4294,0	cro	WEG member
Hohe-Hoern Z1 (1.)	010136400131	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	2552571,0	5940249,0	DHDN2	3455,0	r	WEG member
Hohe-Hoern Z1 (2.)	010136400132	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	2552571,0	5940249,0	DHDN2	3270,3	z	WEG member
Hohe-Hoern Z1 (3.)	010136400133	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	2552571,0	5940249,0	DHDN2	3871,5	cwA	WEG member
Jadeplate 2	012741200201	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	3440262,0	5964409,0	DHDN3	2818,0	so	WEG member
Luetej Hoern Z1	010142800131	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	2568250,0	5949346,0	DHDN2	4440,0	cs	WEG member
Mittelplate 2	010152500131	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	2558110,0	5940336,0	DHDN2	3868,0	cs	WEG member
Mittelplate 3	302155700201	RWE Dea AG	3480671,0	5985044,0	DHDN3	3200,0	juD	WEG member
Mittelplate 3a	302155700301	RWE Dea AG	3482224,8	5991663,3	DHDN3	3050,0	jmB	WEG member
Neuwerk 1	302155700302	RWE Dea AG	3482224,8	5991663,3	DHDN3	3150,0	jmB	WEG member
Neuwerk 1a	050158900101	RWE Dea AG	3466495,0	5976355,0	DHDN3	2681,0	juZ	WEG member
Norddeich Z1	050158900102	RWE Dea AG	3466495,0	5976355,0	DHDN3	2800,0	jmB	WEG member
Norderney Z1	010360800131	RWE Dea AG	2573940,0	5945370,0	DHDN2	4520,0	cwB	WEG member
Nordsee (D) A 1	010361000131	RWE Dea AG	2582096,0	5954449,0	DHDN2	4935,0	cwC	WEG member
Nordsee (D) E 1	206006500101	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	2545426,4	5962223,9	DHDN2	4419,1	cw	WEG member
Nordsee (D) L3 1	204018500101	RWE Dea AG	2547269,6	5986790,6	DHDN2	4801,0	cwC	WEG member
Nordsee (D) M 1	206003000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2558295,9	5970102,5	DHDN2	4399,0	cs	WEG member
Nordsee (D) P 1	206005500101	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	2537218,0	5953465,9	DHDN2	4125,2	cwC	WEG member
Nordsee (D) P 1A	206008500101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2529971,3	5946952,0	DHDN2	968,0	kr	WEG member
Nordsee (D) S 1 (1.)	205002500101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2529971,6	5946952,2	DHDN2	3982,5	cs	WEG member
Nordsee (D) S 1 (2.)	205002500102	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	3409802,7	6086126,2	DHDN3	3866,0		WEG member
Wangerooge 1	012990400101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	3424484,0	6086126,2	DHDN3	4929,0	r	WEG member
Wangerooge 2	012990400201	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	3424410,0	5962533,0	DHDN3	3027,0	k	WEG member
Westerhever 2T	301792200221	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	3479310,0	6028720,0	DHDN3	2340,1	jm	WEG member
Westerland 1	300192100101	RWE Dea AG	3461485,0	6102335,0	DHDN3	2117,0	su	WEG member
Helgoland 1	306334000101	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	3426982,0	6006706,0	DHDN3	3945,5	pl	WEG member
Nordsee (D) B 1	204015500101	RWE Dea AG	2563212,8	6004305,7	DHDN2	3010,0	z	WEG member
Nordsee (D) B 2	204015500201	RWE Dea AG	2563239,0	6006753,3	DHDN2	2925,2	zZAN	WEG member
						4660,0	cst	WEG member

**Anhang 3a: Liste der für die Nutzung im Rahmen des Projektes „Geopotenzial Deutsche Nordsee“ (GPDN) vom WEG freigegebenen Tiefbohrungen. (Stand 15.12.2010)**



Lochname	Identifier	OP_FIRMA	RECHTS	HOCH	GK_ELLIPSE	ENDTEUFE	Endhorizont	Verbundzuordnung
Nordsee (D) C 1 (1.)	204013500101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2516285,1	6020488,4	DHDN2	1383,7		WEG member
Nordsee (D) C 1 (2.)	204013500102	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2516285,1	6020488,4	DHDN2	1399,6	cs	WEG member
Nordsee (D) C 1 (3.)	204013500103	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2516285,1	6020488,4	DHDN2	4347,0	cs	WEG member
Nordsee (D) D 1 (1.)	206002500101	RWE Dea AG	2527068,0	5974207,0	DHDN2	2457,2		WEG member
Nordsee (D) D 1 (2.)	206002500102	RWE Dea AG	2527068,0	5974207,0	DHDN2	4471,0	cw	WEG member
Nordsee (D) G 1 1	203501000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2455195,0	6078642,8	DHDN2	4250,0	cd	WEG member
Nordsee (D) G 1 1 1	203511000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2463362,1	6035741,6	DHDN2	2650,0	su	WEG member
Nordsee (D) H 1 8 1	204018000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2557637,8	5996547,8	DHDN2	4544,0	cs	WEG member
Nordsee (D) J 1 0 1	205010000101	EEG	778802,2	6040098,0	WGS84 31N	5170,0		WEG member
Nordsee (D) J 1 1 1	205011000101	Deutsche Marathon Petr.GmbH	2594395,7	6032728,2	DHDN2	5463,3	cs	WEG member
Nordsee (D) L 1 1	206001000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2514104,4	5979284,4	DHDN2	4200,0	cs	WEG member
Nordsee (D) Q 1	203503500101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2495836,1	6091468,2	DHDN2	3900,0	d	WEG member
Nordsee (D) R 1	202018500101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2552521,5	6096907,1	DHDN2	3062,0	m	WEG member
Nordsee (D) A 6 1 (1.)	200506000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1560259,6	6186120,7	DHDN	1833,0	t	WEG member
Nordsee (D) A 6 1 (2.)	200506000102	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1560259,6	6186120,7	DHDN	3405,6	c	WEG member
Nordsee (D) A 6 2	200506000201	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1562278,3	6184692,5	DHDN	3510,0	c	WEG member
Nordsee (D) A 6 3	200506000301	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1562173,9	6186483,0	DHDN	3413,0	r	WEG member
Nordsee (D) A 9 1	200509000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1560535,0	6169281,4	DHDN	4407,0	d	WEG member
Nordsee (D) B 1 1 1 (1.)	201011000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2412792,7	6142735,6	DHDN2	2066,0	t	WEG member
Nordsee (D) B 1 1 1 (2.)	201011000102	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2412792,7	6142735,6	DHDN2	2717,2	kr	WEG member
Nordsee (D) B 1 1 1 (3.)	201011000103	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2412792,7	6142735,6	DHDN2	3667,5	ju	WEG member
Nordsee (D) B 1 1 2	201011000201	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1594114,3	6142113,7	DHDN	4580,0	cs	WEG member
Nordsee (D) B 1 1 2a (1.)	201011000202	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1594114,3	6142113,7	DHDN	4292,0	cs	WEG member
Nordsee (D) B 1 1 2a (2.)	201011000203	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1594114,3	6142113,7	DHDN	4356,0	cn	WEG member
Nordsee (D) B 1 1 3	201011000301	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2405764,0	6151064,7	DHDN2	2220,0	z	WEG member
Nordsee (D) B 1 1 4	201011000401	Wintershall AG Erdoelwerke	2407135,4	6143971,8	DHDN2	1900,0	z	WEG member
Nordsee (D) B 1 5 3	201015000301	RWE Dea AG	607930,0	6127800,0	WGS84 31N			WEG member
Nordsee (D) B 1 8 1	201018000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2422219,6	6110044,6	DHDN2	3127,0	km	WEG member
Nordsee (D) B 1 8 4	201018000401	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2423452,8	6114427,0	DHDN2	2440,0	jo	WEG member
Nordsee (D) B 1 8 5	201018000501	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2434107,5	6106816,1	DHDN2	3130,0	ju	WEG member
Nordsee (D) B 4 1	201004000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1570535,2	6184035,3	DHDN	3109,0	d	WEG member
Nordsee (D) B 4 2	201004000201	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1566737,9	6184464,9	DHDN	3190,0	su	WEG member
Nordsee (D) B 4 3	201004000301	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1562894,6	6185403,7	DHDN	2925,0	ro	WEG member

Anhang 3b: Liste der für die Nutzung im Rahmen des Projektes „Geopotenzial Deutsche Nordsee“ (GPDN) vom WEG freigegebenen Tiefbohrungen. (Stand 15.12.2010)

Lochname	Identifizier	OP_FIRMA	RECHTS	HOCH	GK_ELLIPSE	ENDTEUFE	Endhorizont	Verbundzuordnung
Nordsee (D) B4 4	201004000401	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1565165,0	6184407,0	DHDN	3430,0	r	WEG member
Nordsee (D) B4 5	201004000501	Wintershall AG Erdoelwerke	1568309,3	6173215,6	DHDN	1137,0	t	WEG member
Nordsee (D) B4 5 (2.)	201004000502	Wintershall AG Erdoelwerke	1568309,3	6173215,6	DHDN	3072,0	su	WEG member
Nordsee (D) B8 2	201008000201	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	1588997,1	6168378,6	DHDN	2202,0	z	WEG member
Nordsee (D) C13 1	201513000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2442966,6	6116867,3	DHDN2	1835,0	z	WEG member
Nordsee (D) C15 1	201515000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2483570,2	6125183,1	DHDN2	3522,3	d	WEG member
Nordsee (D) G7 1	203507000101	Tripco Petroleum Inc (wintershall?)	2454976,4	6052024,1	DHDN2	4033,0	cw	WEG member
Boexlund 1 (1.)	300508200101	RWE Dea AG	3510315,0	6080935,0	DHDN3	2341,2	z	WEG member
Boexlund 1 (2.)	300508200102	RWE Dea AG	3510315,0	6080935,0	DHDN3	3526,1	r	WEG member
Cuxhaven 1001	050113990101	RWE Dea AG	3467661,0	5961409,0	DHDN3	315,0	krca	WEG member
Dieksand 1	302115500101	RWE Dea AG	3490523,5	5987766,5	DHDN3	3660,0	ro	WEG member
Dieksand 1a	302115500102	RWE Dea AG	3490523,5	5987766,5	DHDN3	2604,6	ro	WEG member
Friedrichskoog 1	302123900101	RWE Dea AG	3489500,0	5988750,0	DHDN3	1850,0	krh	WEG member
Hohenkirchen 1	012936600101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	3433275,0	5953650,0	DHDN3	2360,0	k	WEG member
Holstein-Buesum 1	302110400101	RWE Dea AG	3491460,0	6000130,0	DHDN3	607,0	teoU1	WEG member
Holstein-Buesum 2	302110400201	RWE Dea AG	3491980,0	6000380,0	DHDN3	927,0	tpa	WEG member
Joldelund T1	301342400121	RWE Dea AG	3516370,0	6048820,0	DHDN3	2240,0	su	WEG member
Meynfeld T1	300755200121	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	3513180,0	6069288,0	DHDN3	1880,0	su	WEG member
Mittelpate 1	302155700101	RWE Dea AG	3482381,6	5988404,5	DHDN3	2950,0	jma	WEG member
Moewensteert Z1	010156100131	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	2553690,0	5931090,0	DHDN2	3520,0	cs	WEG member
Nordsee (D) A6-A 1	200506000141	Wintershall Northsea	562349,7	6183442,4	UT50	2855,0	j	WEG member
Nordsee (D) A6-A 1a	200506000142	Wintershall AG Erdoelwerke	562349,7	6183442,4	UT50	2990,0	z	WEG member
Oldenswort 9	301964200901	Wintershall AG Erdoelwerke	3491290,0	6028455,0	DHDN3	2635,0	krma	WEG member
Randzel 1	010169800101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2551304,5	5933752,8	DHDN2	3765,0	cwB	WEG member
Randzelgat Z1	010169900131	GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH	2556616,0	5935557,0	DHDN2	3830,0	cs	WEG member
Sankt-Peter-Ording 1	301781000101	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	3477963,6	6019603,3	DHDN3	2310,0	teop	WEG member
Westdorf 1	010392100101	RWE Dea AG	2587600,0	5946600,0	DHDN2	815,7	krS	WEG member
Westdorf 2 (1.)	010392100201	RWE Dea AG	2580090,0	5946494,0	DHDN2	1830,0	k	WEG member
Westdorf 2 (2.)	010392100202	RWE Dea AG	2580090,0	5946494,0	DHDN2	3106,4	so	WEG member
Westdorf 2A (1.)	010392100203	RWE Dea AG	2580062,0	5946479,0	DHDN2	2343,3	m	WEG member
Westdorf 2A (2.)	010392100204	RWE Dea AG	2580062,0	5946479,0	DHDN2	3745,9	su	WEG member
Westdorf Z1	010392100131	RWE Dea AG	2587685,0	5946133,0	DHDN2	4885,0	cw	WEG member

Anhang 3c: Liste der für die Nutzung im Rahmen des Projektes „Geopotenzial Deutsche Nordsee“ (GPDN) vom WEG freigegebenen Tiefbohrungen. (Stand 15.12.2010)

LOCHNAME	IDENTIFIER	OP_FIRMA	RECHTS	HOCH	GK_ELLIPSE	ENDTIEFE	Endhorizont	Verbandzuordnung
Dieksand H1	302115500151	RWE Dea AG	3490512,3	5987794,0	DHDN	1506,0	krma	WEG member
Dieksand 2	302115500201	RWE Dea AG	3490522,0	5987770,2	DHDN	7727,0	jmd	WEG member
Dieksand 3	302115500301	RWE Dea AG	3490516,8	5987782,9	DHDN	8284,0	jme	WEG member
Dieksand 4	302115500401	RWE Dea AG	3490515,3	5987786,6	DHDN	8367,0	jme	WEG member
Dieksand 5 (1.)	302115500501	RWE Dea AG	3490518,3	5987779,2	DHDN	7543,1	jmb	WEG member
Dieksand 5 (2.)	302115500502	RWE Dea AG	3490518,3	5987779,2	DHDN	8995,0	jnz	WEG member
Dieksand 6 (1.)	302115500601	RWE Dea AG	3490513,8	5987790,3	DHDN	8375,0	jme	WEG member
Dieksand 6 (2.)	302115500602	RWE Dea AG	3490513,8	5987790,3	DHDN	9275,0	jmd	WEG member
Dieksand 7	302115500701	RWE Dea AG	3490526,8	5987758,6	DHDN	8450,0	jme	WEG member
Dieksand 8	302115500801	RWE Dea AG	3490525,2	5987762,3	DHDN	8672,0	jme	WEG member
Mittelpate-A 3	302155700311	RWE Dea AG	3482383,7	5988401,4	DHDN	2924,0	jmb	WEG member
Mittelpate-A 3a (2.)	302155700313	RWE Dea AG	3482383,7	5988401,4	DHDN	3304,0	z	WEG member
Mittelpate-A 8b (1.)	302155700813	RWE Dea AG	3482381,6	5988407,5	DHDN	3575,0	jud	WEG member
Mittelpate-A 9	302155700911	RWE Dea AG	3482377,0	5988401,0	DHDN	2430,0	z	WEG member
Mittelpate-A 11 (2.)	302155701112	RWE Dea AG	3482377,4	5988407,4	DHDN	2940,0	z	WEG member
Mittelpate-A 12	302155701211	RWE Dea AG	3482379,4	5988412,0	DHDN	3630,0	jmb	WEG member
Mittelpate-A 14 (2.)	302155701412	RWE Dea AG	3482381,5	5988412,0	DHDN	3930,0	jmb	WEG member
Mittelpate-A 18	302155701812	RWE Dea AG	3482383,6	5988412,0	DHDN	3804,0	jmd	WEG member
Mittelpate-A 18a		RWE Dea AG						
Mittelpate-A 18b		RWE Dea AG						
Mittelpate-A 18c		RWE Dea AG						
Nordsee (D) A6-A 2	200506000241	Wintershall AG Erdoelwerke	562351,8	6183442,0	UT50	2890,0	joki	WEG member
Nordsee (D) A6-A 2a	200506000242	Wintershall AG Erdoelwerke	562351,8	6183442,0	UT50	3559,0	ju	WEG member
Nordsee (D) A6-A 3	200506000341	Wintershall AG Erdoelwerke	562347,6	6183442,4	UT50	4040,0	jo	WEG member
Nordsee (D) A6-A 4	200506000411	Wintershall AG Erdoelwerke	562347,6	6183444,5	UT50	3670,0	ro	WEG member
Nordsee (D) A6-A 5 Pilotloch	200506000541	Wintershall AG Erdoelwerke	1568309,3	6173215,6	DHDN	1955,0	t	WEG member
Nordsee (D) A6-A 5 (2.)	200506000542	Wintershall AG Erdoelwerke	1568309,3	6173215,6	DHDN	3937,0	r	WEG member
Nordsee (D) A6-A 5 (3.)	200506000543	Wintershall AG Erdoelwerke	1568309,3	6173215,6	DHDN	4300,0	ruv	WEG member

Anhang 4: Liste der angefragten WEG-Bohrungen, die für die Nutzung im Rahmen des Projektes „Geopotenzial Deutsche Nordsee“ (GPDN) nicht freigegeben sind. (Stand 29.01.2010)

Lochname	Identifier	OP_FIRMA	RECHTS	HOCH	GK_ELLIPSE	ENDTEUFE	Endhorizont	Verbundzuordnung
Jade-Plate 1	012741200101	British Petroleum	3432124,0	5963523,0	DHDN3	2488,4 z		probably WEG non member
Jade-Plate 1a	012741200102	British Petroleum	3432124,0	5963523,0	DHDN3	2782,0 jmE7		probably WEG non member
Nordsee (D) L3 2	206003000201	British Petroleum	2563276,8	5971405,2	DHDN2	4394,7 cwC		probably WEG non member
Nordsee (D) M2 1 (1.)	206502000101	Occidental Petroleum Corporation	2589090,4	5976485,7	DHDN2	4958,8		E.ON
Nordsee (D) M2 1 (2.)	206502000102	Occidental Petroleum Corporation	2589090,4	5976485,7	DHDN2	5041,4 r		E.ON
Westerhever 1	301792200101	Gewerkschaft Norddeutschland	3478430,0	6029120,0	DHDN3	1331,0 mm		no information
Nordsee (D) C16 1	201516000101	British Petrol Hamburg	2440031,2	6107159,3	DHDN2	3656,4 km		probably WEG non member
Nordsee (D) C16 2	201516000201	Gelsenberg AG	2443947,9	6110168,3	DHDN2	371,0 t		E.ON
Nordsee (D) C16 2A	201516000202	Gelsenberg AG	2444005,6	6110050,3	DHDN2	3623,0 km		E.ON
Nordsee (D) G5 1	203505000101	DENERCO	2477164,0	6061361,0	DHDN2	1600,0 krma		WEG non member
Nordsee (D) G6 1	203506000101	British Petroleum	2497008,7	6067183,6	DHDN2	3277,0 su		probably WEG non member
Nordsee (D) H15 1	204015000101	Mesa Petroleum	2546087,6	6011651,5	DHDN2	1676,4 su		probably WEG non member
Nordsee (D) H15 2	204015000201	Gelsenberg AG	2563051,0	6004586,4	DHDN2	4552,0 cs		E.ON
Nordsee (D) H8 1	204008000101	British Petroleum	2525382,0	6055300,7	DHDN2	2301,5 k		probably WEG non member
Nordsee (D) H9 1	204009000101	GULF Oil	2559935,7	6043581,7	DHDN2	1966,5 su		probably WEG non member
Nordsee (D) J13 1	205013000101	British Petroleum	2582078,3	6014320,2	DHDN2	5061,0 r		probably WEG non member
Nordsee (D) J13 2	205013000201	British Petroleum	2577435,5	6012078,2	DHDN2	4800,6 cs		probably WEG non member
Nordsee (D) J16 1	205016000101	Occidental Petroleum Corporation	2573316,8	60589398,2	DHDN2	4932,6 cs		E.ON
Nordsee (D) J18 1	205018000101	Australian Oil Com Inc	3427162,9	5986796,4	DHDN3	1798,3 su		probably WEG non member
Nordsee (D) J4 1	205004000101	GULF Oil	2567267,2	6075135,9	DHDN2	1303,0 su		probably WEG non member
Nordsee (D) J5 1	205005000101	Gelsenberg AG	2594173,3	6062114,4	DHDN2	5200,0 r		E.ON
Nordsee (D) J9 1	205009000101	Chieftain Develogment Corp	3423397,2	6049224,6	DHDN3	2253,0 su		probably WEG non member
Nordsee (D) B10 1	201010000101	British Petroleum	1574456,0	6143992,5	DHDN	3188,2 c		probably WEG non member
Nordsee (D) B15 1	201015000101	British Petrol Hamburg	2418921,6	6120278,7	DHDN2	1565,0 z		probably WEG non member
Nordsee (D) B15 2	201015000201	Gelsenberg AG	2426516,9	6126829,9	DHDN2	780,0 t		E.ON
Nordsee (D) B15 2a	201015000202	Gelsenberg AG	2426516,9	6126829,9	DHDN2	3400,0 jo		E.ON
Nordsee (D) B7 1	201007000101	British Petroleum	1577548,6	6167300,1	DHDN	3231,0 k		probably WEG non member
Nordsee (D) DOA 1-X (Knud)	201015500101	Chevron (Maersk)	2432571,4	6126773,8	DHDN2	2742,0 ko		probably WEG non member
Nordsee (D) DUC-B 1	201004500101	Chevron (Gulf oil)	3188062,4	6186806,5	DHDN3	3653,0 r		probably WEG non member
Nordsee (D) Thor 1	201516400101	Maersk Oil and Gas GmbH	2453019,5	6114310,6	DHDN2	3544,8 k		WEG non member

Anhang 5: Liste weiterer Tiefbohrungen (Dateneigentümer nicht WEG-Mitglied)

Bohrlochname	UWI	Zeit-Tiefen-Kurven	Abweichdaten	Bohrlochmessungen (digital verfügbar)		Bohrberichte (gescannt)	Bearbeiter
				GR	DT		
<u>Buesum-Dogger 1</u>	302110500101	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Esens Z1</u>	010521100131	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Eversand 1</u>	050121600101	✗	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Eversand 1a (1.)</u>	050121600102	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Eversand 1a (2.)</u>	050121600103	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Garding 1 (1.)</u>	301925400101	✗	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Garding 1 (2.)</u>	301925400102	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Helgoland 1</u>	306334000101	✗	✗	✗	✗	✗	Modul C
<u>Helgoland 2</u>	306334000201	✗	✗	✗	✗	✗	Modul C
<u>Hohe-Hoern Z1 (1.)</u>	010136400131	✗	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Hohe-Hoern Z1 (2.)</u>	010136400132	✗	✗	✗	✗	✗	Modul E
<u>Hohe-Hoern Z1 (3.)</u>	010136400133	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Jade-Plate 1</u>	012741200101	✗	✗	✗	✗	✓	Modul E
<u>Jade-Plate 1a</u>	012741200102	✗	✗	✗	✗	✓	Modul E
<u>Jadeplate 2</u>	012741200201	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Juist Z1</u>	010142800131	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Luetje Hoern Z1</u>	010152500131	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Mittelplate 2</u>	302155700201	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E

Anhang 6a: Tabellarischer Überblick über die digital verfügbaren projektrelevanten Bohrdaten .  
(Stand 15.12.2010)

Bohrlochname	UWI	Zeit-Tiefen- Kurven	Abweichdaten	Bohrlochmessungen (digital verfügbar)		Bohrberichte (gescannt)	Bearbeiter
				GR	DT		
<u>Mittelpate 3</u>	302155700301	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Mittelpate 3a</u>	302155700302	✗	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Neuwerk 1</u>	050158900101	✗	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Neuwerk 1a</u>	302155700302	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Norddeich Z1</u>	010360800131	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Norderney Z1</u>	010361000131	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
<u>Nordsee (D) A 1</u>	206006500101	✓	✓	✓	✗	✓	Modul E
<u>Nordsee (D) A6 1 (1.)</u>	200506000101	✗	✓	✓	✓	✓	Modul D
<u>Nordsee (D) A6 1 (2.)</u>	200506000102	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
<u>Nordsee (D) A6 2</u>	200506000201	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
<u>Nordsee (D) A6 3</u>	200506000301	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
<u>Nordsee (D) A9 1</u>	200509000101	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
<u>Nordsee (D) B 1</u>	204015500101	✗	✓	✓	✓	✗	Modul C
<u>Nordsee (D) B 2</u>	204015500201	✓	✓	✓	✓	✓	Modul C
<u>Nordsee (D) B4 1</u>	201004000101	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
<u>Nordsee (D) B4 2</u>	201004000201	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
<u>Nordsee (D) B4 3</u>	201004000301	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
<u>Nordsee (D) B4 4</u>	201004000401	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D

**Anhang 6b:** Tabellarischer Überblick über die digital verfügbaren projektrelevanten Bohrdaten  
(Stand 15.12.2010)

Bohrlochname	UWI	Zeit-Tiefen- Kurven	Abweichdaten	Bohrlochmessungen (digital verfügbar)		Bohrberichte (gescannt)	Bearbeiter
				GR	DT		
Nordsee (D) B4 5	201004000501	✗	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B4 5 (2.)	201004000502	✗	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B7 1	201007000101	✗	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B8 2	201008000201	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B10 1	201010000101	✗	✗	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B11 1 (1.)	201011000101	✗	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B11 1 (2.)	201011000102	✗	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B11 1 (3.)	201011000103	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B11 2	201011000201	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B11 2a (1.)	201011000202	✗	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B11 2a (2.)	201011000203	✗	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B11 3	201011000301	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B11 4	201011000401	✗	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B15 1	201015000101	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B15 2	201015000201	✗	✗	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B15 2a	201015000202	✓	✗	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B15 3	201015000301	✗	✗	✓	✓	✗	Modul C
Nordsee (D) B18 1	201018000101	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D

Anhang 6c: Tabellarischer Überblick über die digital verfügbaren projektrelevanten Bohrdaten  
(Stand 15.12.2010)

Bohrlochname	UWI	Zeit-Tiefen-Kurven	Abweichdaten	Bohrlochmessungen (digital verfügbar)		Bohrberichte (gescannt)	Bearbeiter
				GR	DT		
Nordsee (D) B18 4	201018000401	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) B18 5	201018000501	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) C 1 (1.)	204013500101	✗	✓	✓		✗	Modul C
Nordsee (D) C 1 (2.)	204013500102	✗	✓	✓		✗	Modul C
Nordsee (D) C 1 (3.)	204013500103	✓	✓	✓		✗	Modul C
Nordsee (D) C13 1	201513000101	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) C15 1	201515000101	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) C16 1	201516000101	✓	✗	✓	✓	✓	Modul C
Nordsee (D) C16 2	201516000201	✗	✗	✗	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) C16 2A	201516000202	✓	✓	✓	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) D 1 (1.)	206002500101	✗	✓	✗	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) D 1 (2.)	206002500102	✓	✓	✗	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) DOA 1-X (Knud)	201015500101	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) DUC-B 1	201004500101	✓	✗	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) E1	204018500101	✓	✓	✗	✗	✓	Modul E
Nordsee (D) G1 1	203501000101	✓	✓	✓	✓	✓	Modul C
Nordsee (D) G5 1	203505000101	✓	✓	✓	✓	✗	Modul C
Nordsee (D) G6 1	203506000101	✓	✗	✓	✓	✓	Modul C

Anhang 6d: Tabellarischer Überblick über die digital verfügbaren projektrelevanten Bohrdaten  
(Stand 15.12.2010)



Bohrlochname	UWI	Zeit-Tiefen-Kurven	Abweichdaten	Bohrlochmessungen (digital verfügbar)		Bohrberichte (gescannt)	Bearbeiter
				GR	DT		
Nordsee (D) G 7 1	203507000101	✓	✓	✓	✓	✓	Modul D
Nordsee (D) G11 1	203511000101	✓	✓	✓	✓	✓	Modul C
Nordsee (D) H8 1	204008000101	✓	✗	✓	✗	✓	Modul C
Nordsee (D) H9 1	204009000101	✗	✗	✓	✓	✓	Modul C
Nordsee (D) H15 1	204015000101	✓	✓	✓	✓	✗	Modul C
Nordsee (D) H15 2	204015000201	✓	✓	✗	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) H18 1	204018000101	✓	✓	✓	✓	✗	Modul C
Nordsee (D) J4 1	205004000101	✗	✗	✓	✓	✓	Modul C
Nordsee (D) J5 1	205005000101	✗	✗	✓	fehlerhaft	✓	Modul C
Nordsee (D) J9 1	205009000101	✗	✗	✓	fehlerhaft		Modul C
Nordsee (D) J10 1	205010000101	✓	✓	✗	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) J11 1	205011000101	✓	✗	✓	✓	✓	Modul C
Nordsee (D) J13 1	205013000101	✓	✓	✓	✓	✗	Modul C
Nordsee (D) J13 2	205013000201	✓	✓	✗	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) J16 1	205016000101	✓	✗	✓	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) J18 1	205018000101	✓	✗	✓	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) L1 1	206001000101	✓	✓	✓	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) L3 1	206003000101	✓	✓	✓	✗	✗	Modul E

**Anhang 6e:** Tabellarischer Überblick über die digital verfügbaren projektrelevanten Bohrdaten  
(Stand 15.12.2010)

Bohrlochname	UWI	Zeit-Tiefen-Kurven	Abweichdaten	Bohrlochmessungen (digital verfügbar)		Bohrberichte (gescannt)	Bearbeiter
				GR	DT		
Nordsee (D) L3 2	206003000201	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
Nordsee (D) M 1	206005500101	✓	✓	✓	✗	✗	Modul E
Nordsee (D) M2 1 (1.)	206502000101	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
Nordsee (D) M2 1 (2.)	206502000102	✗	✓	✗	✗	✗	Modul E
Nordsee (D) P 1	206008500101	✗	✓	✗	✗	✓	Modul E
Nordsee (D) P 1A	206008500102	✓	✓	✓	✗	✓	Modul E
Nordsee (D) Q 1	203503500101	✓	✓	✓	✗	✓	Modul C
Nordsee (D) R 1	202018500101	✓	✓	✓	✓	✗	Modul C
Nordsee (D) Thor 1	201516400101	✓	✗	✗	✗	✗	Modul C
Nordsee (D) S1 (1.)	205002500101	✗	✓	✓	✓	✓	Modul E
Nordsee (D) S1 (2.)	205002500102	✓	✓	✗	✗	✓	Modul E
Wangerooge 1	012990400101	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
Wangerooge 2	012990400201	✓	✓	✗	✗	✗	Modul E
Westerhever 1	301792200101	✗	✗	✗	✗	✗	Modul E
Westerland 1	300192100101	✓	✓	✗	✗	✓	Modul E

Anhang 6f: Tabellarischer Überblick über die digital verfügbaren projektrelevanten Bohrdaten  
(Stand 15.12.2010)

Alter der Basis	Epoche	Stratigraphische Einheit Menning (1997)	GPDN	Geotekt. Atlas (1995)	SPBA (in press)	Tectonic Events (de Jäger, 2007)	Chrono-stratigraphy	Petroelium System Elements (after Kus et al., 2005)	Seal		
1,8 Ma	Quartär	Quartär	Marker q				Quaternary				
24 Ma	Neogen (Jungtertiär)	Pliozän	tpl				Pliocene				
		Miozän	tmiR-q	tmiR-q			Miocene				
		Oligozän	tmiu	tmiu			Oligocene				
65 Ma	Paläogen (Alttertiär)	Eozän	tofo	tofo+tofo			Eocene				
			toJR	teom+tofo			Oligocene				
			teom	teom+tofo			Eocene				
		Oberpaläozän	Dan	teou	tpao	tpao			Oligocene		
				td	+teou	1			Oligocene		
				krma							
				krca							
				krca							
				krca							
				krcc							
99 Ma	Oberkreide	Turon	krt	kro			Turonian				
		Cenoman	krc		2		Cenomanian				
		Alb	krl				Albian				
144 Ma	Unterkreide	Barrême	krp				Barremian				
			krb				Barremian				
			krb				Barremian				
		Hauterive	krt					Hauterivian			
			krv					Hauterivian			
			krv					Hauterivian			
		Berrias = Wealden	Serpulit	Wd	Wd				Lower Wealden		
				joPO					Upper Wealden		
				joPO					Upper Wealden		
				joPO					Upper Wealden		
159 Ma	Oberjura (Malm)	Gigas-Schichten	joki	jo + Wd			Lower Malm				
			Kimmeridg				Kimmeridgian				
			Korallenoolith				Kimmeridgian				
		Heersumer Sch.	jox					Lower Malm			
			Callovium	jincl				Callovian			
			Bathonium	jmbt				Bathonian			
		Dogger (Mittlerer Jura)	Bajocium	jmbj				Bajocian			
			Aalenium	jmal				Aalenian			
			Toarcium	jutc				Toarcian			
		180 Ma	Lias (Unterer Jura)	Pliensbachium	jupl				Pliensbachian		
Sinemurium	jusi						Sinemurian				
Hettangium	jhte						Hettangian				
Rhät	kr						Rhaetian				
Steinmergelkeuper	km						Lower Keuper				
Ob. Muschelkalk	ku						Upper Keuper				
Mittl. Muschelkalk	mo						Middle Keuper				
Unt. Muschelkalk	mm						Lower Keuper				
206 Ma	Keuper			Ob. Buntsandstein	soT				Upper Buntsandstein		
				Mittl. Buntsandstein	sm				Middle Buntsandstein		
		Unt. Buntsandstein	su				Lower Buntsandstein				
		Röt	soS				Röt				
		Solling-Folge	smSWF				Solling-Folge				
		Hardegsen-Folge	smHWF				Hardegsen-Folge				
		Defluth-Folge	smDWF				Defluth-Folge				
		Volpriehausen-Folge	smVWF				Volpriehausen-Folge				
		Bernburg-Folge	smV				Bernburg-Folge				
		Calvörde-Folge	suC				Calvörde-Folge				
231 Ma	Muschelkalk	Mölin-Zyklus	z5-7				Mölinian				
			z4				Mölinian				
			z3				Mölinian				
		Zechstein	z2Na					Zechstein			
			z2					Zechstein			
			z1					Zechstein			
		240 Ma	Muschelkalk	Oberrotliegend	roH				Upper Rotliegend		
					roD				Upper Rotliegend		
					roSL				Upper Rotliegend		
					ro				Upper Rotliegend		
251 Ma	Buntsandstein	Unterrotliegend	ru				Lower Rotliegend				
			st				Lower Rotliegend				
			st				Lower Rotliegend				
		Mölin-Zyklus	z5-7					Mölinian			
			z4					Mölinian			
			z3					Mölinian			
		258 Ma	Zechstein	Oberrotliegend	z2Na				Zechstein		
					z2				Zechstein		
					z1				Zechstein		
					roH				Zechstein		
300 Ma	Rotliegend	Unterrotliegend	roD				Lower Rotliegend				
			roSL				Lower Rotliegend				
			ro				Lower Rotliegend				
		Stefan Westfal	st					Stefanian			
			st					Stefanian			
			st					Stefanian			
		326,3 Ma	Oberkarbon (Siles)	Namur	cn				Namurian		
					cn				Namurian		
					cn				Namurian		
					cn				Namurian		
353,8 Ma	Unterkarbon (Dinant)	Vise	cv				Visean				
			ct				Tournaisian				
353,8 Ma	Devon	Devon	d	Dev			Devonian				
			d				Devonian				
			d				Devonian				
			d				Devonian				
			d				Devonian				
			d				Devonian				
			d				Devonian				
			d				Devonian				
			d				Devonian				
			d				Devonian				

Anhang 7: Marker-Surface-Tabelle.

	A	B	C	D	E	F	G	H
	Störungsname	Block	Interpretationsbasis	Farbe GF	scale	Lage	strike	Typ
1								
2	LZ_C13/C14_01	C13	FUGRO	4	medium	West der Grabenrandstörung	NNE	Basementblockrotation normal/ schwach listrisch
3	LZ_C13/C14_01	C13	FUGRO	4	medium			
4	LZ_C13/C14_01	C13	FUGRO	4	medium			
5	LZ_C13/C14_01	C13	FUGRO	4	medium			
6	LZ_C13/C14_01	C13	FUGRO	4	medium			
7	LZ_C13/C14_01	C13	FUGRO	4	medium			
8								
9	LHZ_C13/C16_01	C13	FUGRO	12	Major fault	West der Grabenrandstörung	NNE - N	Basementblockrotation normal/ listrisch
10	LHZ_C13/C16_01	C13	FUGRO	12	Major fault			
11	LHZ_C13/C16_01	C13	FUGRO	12	Major fault			
12	LHZ_C13/C16_01	C13	FUGRO	12	Major fault			
13	LHZ_C13/C16_01	C13	FUGRO	12	Major fault			
14								
15	LZ_C13/DK_03	C13	FUGRO	24	medium	NE Block C13	N	Basementblockrotation normal/ listrisch
16	LZ_C13/DK_03	C13	FUGRO	24	medium	nördlich LHZ_C13/C16_01_MF		
17	LZ_C13/DK_03	C13	FUGRO	24	medium			
18								
19	LHZ_B14_01	B14	FUGRO	16	medium	südl. Salzstock Birgit	NNW	Basementstörung normal/ schwach listrisch
20	LHZ_B14_01	B14	FUGRO	16	medium			Staffelbruch
21	LHZ_B14_01	B14	FUGRO	16	medium			
22	LHZ_B14_01	B14	FUGRO	16	medium			
23	LHZ_B14_01	B14	FUGRO	16	medium			
24								
25	LZ_B14/B11_01_	B14	FUGRO im S / GNOSC3d im N	18	Major fault	zw. "Birgit" & "Belinda"	N (leicht umlaufend)	Basementstörung normal/ schwach listrisch
26	LZ_B14/B11_01_	B14	FUGRO im S / GNOSC3d im N	18	Major fault			Staffelbruch
27	LZ_B14/B11_01_	B14	FUGRO im S / GNOSC3d im N	18	Major fault			
28	LZ_B14/B11_01_	B14	FUGRO im S / GNOSC3d im N	18	Major fault			
29	LZ_B14/B11_01_	B14	FUGRO im S / GNOSC3d im N	18	Major fault			
30								
31	LZ_B14_02	B14	FUGRO	11	small	teils unter Salzstock "Birgit"	N	Basementstörung Staffelbruch
32	LZ_B14_02	B14	FUGRO	11	small			
33								
34	LZ_B18/NL_01	B18	FUGRO	33	medium	südlich "Barbara"	NE - N	Basementstörung schwach listrisch
35	LZ_B18/NL_01	B18	FUGRO	33	medium			
36	LZ_B18/NL_01	B18	FUGRO	33	medium			
37	LZ_B18/NL_01	B18	FUGRO	33	medium			

Anhang 8a: Auszug aus der tabellarischen Dokumentation der Störungssegmente (Teil1).

	A	I	J	K	L
	Störungsname	Störungsgeometrie start Base (legend)	End Top	Alter	Beschreibung/ Interpretation
1	LZ_C13/C14_01	ramp: Präperm - r		Trias?	Bezug zur Zentralgrabenrandstörung
2	LZ_C13/C14_01	steep-ramp: r		Jura?	im Hangenden Triasrollover (su fehlt)/ vermutliche jurassische Grabenstruktur invertiert sitzt auf nach Süden sehr steiles Einfallen (Bereich C13)
3	LZ_C13/C14_01	ramp: Z - Trias			relativ geringer Versatz
4	LZ_C13/C14_01				Verdacht auf erhöhte Salzakkumulation im Hangenden der Störung
5	LZ_C13/C14_01				
6	LZ_C13/C14_01				
7	LZ_C13/C14_01				
8	LZ_C13/C16_01_MF	flat-ramp: Präperm - r		Jura	Teil des Zentralgrabenrandsystem
9	LZ_C13/C16_01_MF	ramp: r		Trias	nach Süden ausbilden eines Trias Rollover im Hangenden
10	LZ_C13/C16_01_MF	teils flat: in Z			mittig von Diapir maskiert, oft sehr diffuser Verlauf, wechselnde listrische Geometrien
11	LZ_C13/C16_01_MF	ramp: Trias - Jura			nach Süden Zunahme des Einfallen (vielleicht auch neue Störung)
12	LZ_C13/C16_01_MF				verbindet sich nach Süden mit der Grabenrandstörung
13	LZ_C13/C16_01_MF				
14	LZ_C13/DK_03	flat: base r?		Trias - Jura	verflachen vermutl. Basis Rotliegend
15	LZ_C13/DK_03	ramp: r-z			Störung im Hangendblock von LZH_C13/C16_01_MF
16	LZ_C13/DK_03				unterhalb von Trais Rollover
17	LZ_C13/DK_03				
18	LZH_B14_01	flat or flat-ramp: r?		Posttrias Phase	Nach Norden, im Hangenden, zunehmende Inversion eines jurassischen Grabens
19	LZH_B14_01	ramp: r?		Prätrias?	Nach Norden diffus unter Salzstock Birgit/ Propagation der Störung ins Hangende im N-Abschnitt
20	LZH_B14_01	ramp: su/sm			besteht vielleicht auch aus 2 Störungen (siehe Sprung im Verlauf B14 Mitte Verlauf)
21	LZH_B14_01	flat: Röt (in Abschnitten)			weitere "domino faults" im Hangendblock der Störung/sek. zu LZ_B14/B11_01
22	LZH_B14_01				nach Süden Teil eines Z-Salz gefüllten Graben
23	LZH_B14_01				
24	LZ_B14/B11_01_MF	flat undefined		Jura?	im Süden im Hangenden Jurastruktur- Bezug auf "Belinda"
25	LZ_B14/B11_01_MF	ramp Rotliegend		Prätrias?	im S nahe NL-Grenze flat in Z (Großteil Salz abgewandert)
26	LZ_B14/B11_01_MF	häufig flat: Z			großer Versatz mit Detachment im Zechstein (Belinda als Grabenranddiapir zu LZ_B14/B11_01)
27	LZ_B14/B11_01_MF				Trias im Top auf Z verfaltet, maximal leicht gestört
28	LZ_B14/B11_01_MF				Nach Norden Störungsfläche stark W rotiert
29	LZ_B14/B11_01_MF				
30	LZ_B14_02	ramp: r-Z		Posttrias Phase	kleiner Versatz
31	LZ_B14_02			Prätrias?	vermutlich nach N zulaufen auf liegende Störung (LZ_B14_01)
32	LZ_B14_02				
33	LZ_B18/NL_01	flat-ramp: > 5000ms ?		Trias?	NW der Störung vermutlich Salzsammlung
34	LZ_B18/NL_01	ramp: r - Präperm?		Jura	im Norden unterhalb Salzstruktur Barbara
35	LZ_B18/NL_01	ramp: Z			im Hangenden komplexes Juragrabenstystem im Zusammenhang mit "Barbara"
36	LZ_B18/NL_01				diffuser Verlauf/ andere Interpretation möglich
37	LZ_B18/NL_01				

Anhang 8b: Auszug aus der tabellarischen Dokumentation der Störungssegmente (Teil 2).

	A	M	N	O	P	Q	R	S
	Störungsname	typische jux-Hangendblock	typische jux-Liegendblock	Versatzverlauf im Streichen	Versatz im Fallen	dip- direction	Bearbeiter	kartiert im Bereich
1								
2	LZ_C13/C14_01	Zechstein	Rotliegend	Mitte max.	Mitte	WNW		
3	LZ_C13/C14_01	Trias?	Trias?	Nach N stärkere Abnahme als nach S				
4	LZ_C13/C14_01							
5	LZ_C13/C14_01							
6	LZ_C13/C14_01							
7	LZ_C13/C14_01							
8								
9	LHZ_C13/C16_01_MF	Trias	Z/Rotliegend	max. im Süden		W		
10	LHZ_C13/C16_01_MF	Trias	Trias	mit starker Zunahme ab Mitte				
11	LHZ_C13/C16_01_MF	Jura	Trias					
12	LHZ_C13/C16_01_MF							
13	LHZ_C13/C16_01_MF							
14								
15	LZ_C13/DK_03	Trias	Rotliegend	Zunahme nach N. (Dk)		W		
16	LZ_C13/DK_03	Zechstein	Rotliegend					
17	LZ_C13/DK_03							
18								
19	LHZ_B14_01	Trias	Trias	SSE Max -> NNW Min	Abnahme Trias	WNW		
20	LHZ_B14_01	Zechstein	Rotliegend	asymmetrisch	Scherung im Z			
21	LHZ_B14_01				mittig hoch			
22	LHZ_B14_01							
23	LHZ_B14_01							
24								
25	LZ_B14/B11_01_MF	Zechstein	Rotliegend & älter	S Max -> N Min	Scherung im Präzechstein & Z	W		
26	LZ_B14/B11_01_MF			asymmetrisch	top - mittig			
27	LZ_B14/B11_01_MF							
28	LZ_B14/B11_01_MF							
29	LZ_B14/B11_01_MF							
30								
31	LZ_B14_02	Zechstein	Rotliegend	S Max -> N Min	Scherung im Z nicht deutlich	W		
32	LZ_B14_02			asymmetrisch				
33								
34	LZ_B18/NL_01	Zechstein	Rotliegend	nicht eindeutig		W - NW		
35	LZ_B18/NL_01							
36	LZ_B18/NL_01							
37	LZ_B18/NL_01							

Anhang 8c: Auszug aus der tabellarischen Dokumentation der Störungssegmente (Teil 3).