

# Deutsche Geophysikalische Gesellschaft e.V.



## Inhalt

P. Krajewski (*Preussag Energie, Lingen*), P. de Groot (*dGB, Enschede*) und H. Trappe (*TEEC, Isernhagen*):

Seismische Reservoircharakterisierung in der  
Produktion und Exploration

T. Kruspe, H. Thern und C. Kiesel  
(*Baker Hughes INTEQ, Celle*):

Bohrlochmessgeräte für magnetische Kernspinresonanz-  
messung und ihre Anwendung während des Bohrens

A. Wulff, H. Martens und P. van Riel  
(*Jason Geosystems, Rotterdam*):

Rock Physics in Seismic Reservoir Characterization

C. Henke (*RWE-DEA, Hamburg*) und M. Krieger  
(*Terrasys Geophysics, Hamburg*):

Integrierte Interpretation: Beispiele für die effektive Nutzung  
nicht-seismischer Verfahren

# MITTEILUNGEN

## DGG- Kolloquium

**Neue Aspekte der  
Explorations- und  
Produktionsgeophysik**

**Hannover,  
den 06. März 2002**

**Sonderband I/2002  
ISSN-Nr. 0947-1944**

Herausgeber:  
Deutsche Geophysikalische  
Gesellschaft

## **IMPRESSUM**

**Herausgeber:** Deutsche Geophysikalische Gesellschaft e.V.  
Telegrafenberg, 14473 Potsdam

**Redaktion:** Arbeitskreis „Angewandte Geophysik“

Prof. Dr. J. Fertig, Clausthal-Zellerfeld  
Dr. T. Litwinska-Kemperink, Oldenzaal  
Dr. A. Schuck, Leipzig (verantw.)  
Dr. T. Wonik

## DGG-Kolloquium

### Neue Aspekte der Explorations- und Produktionsgeophysik

62. Jahrestagung der  
Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft

Hannover  
06. März 2002

#### Vortragsfolge:

- P. Krajewski (*Preussag Energie, Lingen*),  
P. de Groot (*dGB, Enschede*) und H. Trappe (*TEEC, Isernhagen*):  
Seismische Reservoircharakterisierung in der  
Produktion und Exploration ..... 9.30 – 10.30
- T. Kruspe, H. Thern und C. Kiesel (*Baker Hughes INTEQ, Celle*):  
Bohrlochmessgeräte für magnetische Kernspinresonanzmessung  
und ihre Anwendung während des Bohrens ..... 11.00 – 12.00
- A. Wulff, H. Martens und P. van Riel (*Jason Geosystems, Rotterdam*):  
Rock Physics in Seismic Reservoir Characterization ..... 12.00 – 13.00
- C. Henke (*RWE-DEA, Hamburg*) und  
M. Krieger (*Terrasys Geophysics, Hamburg*):  
Integrierte Interpretation: Beispiele für die effektive Nutzung  
nicht-seismischer Verfahren ..... 15.00 – 16.00



## Seismische Reservoircharakterisierung in der Produktion und Exploration

P. Krajewski (*Preussag Energie, Lingen*), P. de Groot (*dGB, Enschede*)  
und H. Trappe (*TEEC, Isernhagen*)

### Einleitung

Mit dem Fortgang der technischen Entwicklung findet die Seismische Reservoircharakterisierung zunehmend Verwendung in der Exploration bei der Prospektbewertung und auch bei der Entwicklung produzierender Felder im Rahmen der Produktionsgeophysik. Betrachten wir die maßgeblichen Voraussetzungen für eine hoffige Lagerstätte, nämlich die Existenz von *Muttergestein*, die *Migration* des Kohlenwasserstoffs in ein *Reservoirgestein*, eine abgeschlossene *Struktur* und eine gute *Abdichtung*. Davon kann die Existenz von Muttergestein und Struktur in der Praxis meist durch eine solide geologische bzw. geophysikalische Arbeit hinreichend bewertet werden. Die Qualität des Reservoirs und seiner Füllung (infolge erfolgreicher Migration und guter Abdeckung) ist letztendlich aber aus geologischen Daten infolge ihrer lateralen Variabilität meist nicht zuverlässig vorherzusagen. Hier kann unter günstigen Voraussetzungen die Seismische Reservoircharakterisierung einen wichtigen Beitrag zur Risikominimierung bei Explorationsvorhaben und bei der Feldesentwicklung liefern.

### Informationsgehalt seismischer Daten – der deterministische Ansatz

Das Ziel der Seismischen Reservoircharakterisierung ist, aus seismischen Daten relevante geologische und petrophysikalische Eigenschaften des Reservoirs zu gewinnen.

Bevor wir uns den verschiedenen Techniken widmen, ist es sinnvoll, sich mit dem Informationsgehalt seismischer Daten auseinander zusetzen. In Abbildung 1 ist die Wechselwirkung der verschiedenen Parameter nach einem Schema von Dahl und Buland (1996) dargestellt:

Rock properties					Seismic Parameters	Seismic data			Interpretation technique
1	1	2	2	2		0	3(1)	3(1)	
3	3	1	3	0	$V_p$	0	1	2	Vel. analysis; (P-AVO)
3	2	1-2	3	2	$\rho$	2	3	3	P- and S-AVO
2	1	3	0-1	0	$I_p$	0	2	3	Imp. Inversion; P-AVO
0-1	0-1	2	2	2	$V_p/V_s$	0	1	3(2)	AVO; P/S-time; P/S-imp.
1-2	1-2	2	3	2	$V_s$	0	2	3	Vel. analysis; (S-AVO)
					$I_s$				Imp. Inv.; P- and S-AVO
Fluid Phase	Saturation	Clay-Fraction	Porosity	Pore-pressure		Post-stack P	Pre-stack P	P- and S-data	

**Abbildung 1:** Informationsgehalt seismischer Daten (0 = kein Informationsgehalt, 3 = hoher Informationsgehalt) (nach Dahl und Buland, 1996)

Bedingt durch die physikalische Natur der seismischen Reflexion, hervorgerufen durch den *Impedanzkontrast* an einer geologischen Schichtgrenze, sind Kompressions- und Scherwellengeschwindigkeit  $V_p$  und  $V_s$  und die Dichte  $\rho$  bzw. Kombinationen davon, die wichtigsten *seismischen Parameter*.

Wichtige *petrophysikalische Parameter* der Reservoirgesteine (Rock properties) sind Porosität, Lithologie (Sand-, Ton-, Karbonatgehalt), Porenfüllung (Wasser, Gas, Öl) und Porendruck. Abbildung 1 zeigt, dass für die verschiedenen Reservoireigenschaften die verschiedenen seismischen Parameter unterschiedlich aussagekräftig sind. Die Erforschung der Beziehung dieser Parameter mit den seismischen Parametern ist Gegenstand der *Gesteinsphysik (Rock Physics)*. Eine sehr gute Übersicht über die Vielzahl der empirischen Beziehungen sowie die wesentlichen theoretischen Hintergründe aus der Elastizitätstheorie sind in Fred Hiltermanns Distinguished Instructor Short Course "Seismic Amplitude Interpretation" (Hiltermann, 2001) dargestellt. Zu den dort dargestellten wichtigen Grundlagen gehören die Geschwindigkeits-Porositäts-Beziehungen wie Wyllie's "time-average equation", die für die meisten konsolidierten wassergefüllten Gesteine gilt (Wyllie, 1963), Mavko et al., 1998), sowie Gassmann's Gleichung als Werkzeug für die Modellierung von Gesteinsgeschwindigkeiten für verschiedene Porenfüllungen. In der Praxis erhält man die Reservoirparameter aus Bohrungsdaten, wie Logs, Kernen und Produktionsdaten. Da sich Geschwindigkeiten und Dichten mit Sonic- und Density-Log direkt im Reservoir messen lassen, besitzt man damit die Möglichkeit, die Beziehungen zwischen seismischen und Reservoir-Parametern zu eichen. Stehen viele Bohrungen zur Verfügung, ermöglicht dies statistisch signifikante Aussagen, bei wenigen Bohrungen müssen mehr Modellvorstellungen bzw. allgemeingültige physikalische Grundsätze der Gesteinsphysik (s.o.) bemüht werden. Das Kursbuch von Hiltermann bietet hier viele praktische Ansätze.

Der nächste grundsätzliche Schritt bei der Seismischen Reservoircharakterisierung ist, die benötigten seismischen Parameter aus den zur Verfügung stehenden Daten (Prestack/Poststack, Kompressions-/Scherwelle) zu extrahieren. Abbildung 1 (rechte Seite) zeigt welche Interpretationstechniken für die verschiedenen seismischen Parameter bei den jeweiligen seismischen Datentypen geeignet sind. Die hier aufgeführten Techniken wie "Impedance Inversion" oder "P- und S-AVO" sind grundsätzlich Modellierungs- und Inversionsverfahren. Dabei werden synthetische Seismogramme ausgehend von einem Startmodell berechnet und dann das Modell iterativ solange variiert bis modellierte Daten den gemessenen Daten möglichst nahe kommen. Je nach Fragestellung, Komplexität der Schichtabfolge, anomaler Variation der Amplitude mit dem Einfallswinkel usw. kommen zunehmend komplexere Modellierungsverfahren zum Einsatz. Dabei gilt der Grundsatz das jeweils einfachste Verfahren einzusetzen, welches die Verhältnisse noch hinreichend gut modelliert. Durch Vergleich der synthetischen Daten mit den gemessenen an den Bohrlokalationen lässt sich dies überprüfen.

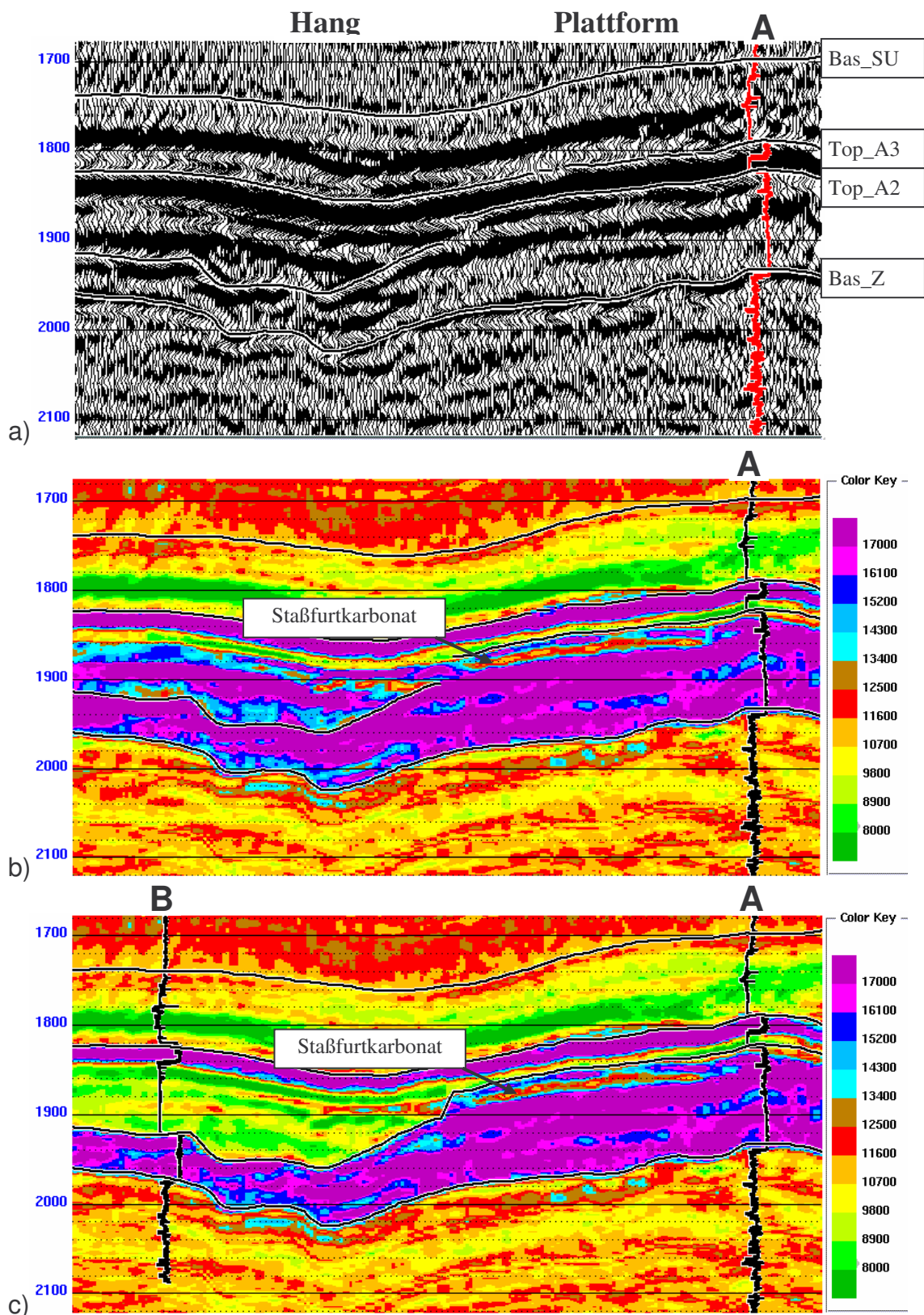
### **Beispiel 1: Seismische Inversion zur Bestimmung der akustischen Impedanz**

Ein in der Praxis häufig eingesetztes Verfahren ist die Bestimmung der akustischen Impedanz mittels Inversion aus gestapelten P-Daten. Dabei beruht die Vorwärtsmodellierung auf dem einfachen Konvolutionsmodell (ohne Multiple) für vertikal auf die Schichtgrenze einfallende Wellen. Wie eigentlich grundsätzlich beim Einsatz der Seismischen Reservoircharakterisierung geht man davon aus, dass im Processing die Daten optimal aufbereitet sind (Dekonvolution, DMO, Migration,...), dabei die Amplituden nicht verfälscht worden sind und trotzdem ein gutes Signal-Noise-Verhältnis vorliegt. Das grundsätzliche Problem der Inversion ist die begrenzte Bandbreite der seismischen Daten von ca. 10-60 Hz. Damit können aus der Seismik direkt nur Schichtmächtigkeiten zwischen einigen 10er Metern und wenigen 100 Metern invertiert werden. Die fehlende Niederfrequenzkomponente muß durch Processinggeschwindigkeiten oder, wenn möglich, aus Bohrungsdaten entlang von interpretierten Horizonten in ein Modell als externe Information eingebracht werden.

Wegen der Wichtigkeit des Verfahrens der seismischen Inversion hier ein Beispiel aus einer Studie zur Seismischen Reservoircharakterisierung des Staßfurtkarbonats im Westemmland (Trappe, Krajewski und Aust, 1996), bei dem die seismische Inversion zur besseren Auflösung der schwierig zu interpretierenden Zechsteinabfolge eingesetzt wurde.

Das seismische Profil stammt aus dem Übergangsbereich von Hangbereich zum Karbonat Plattformbereich (Abb. 2a) mit den Horizonten Bas-SU (Basis Buntsandstein), Top-A3 (Zechstein-3 Anhydrit), Top-A2 (Zechstein-2 Anhydrit) und Bas-Z (Basis Zechstein/Top Karbon). Die Bohrung A ist mit ihrem Impedanzlog eingezeichnet. Zur Demonstration der Wichtigkeit des Startmodells sind zwei Inversionen mit verschiedenen Modellvorgaben gerechnet worden. Abbildung 2b zeigt das Ergebnis, bei dem die Horizonte Bas-SU, Top-A3 und Bas-Z und die geblockten Impedanzen aus Bohrung A einfließen. Durch das hohe Auflösungsvermögen der Inversion ist bei der Bohrung unterhalb des A2 das nur 30 Meter mächtige aber poröse Zechstein-2 Karbonat (Staßfurtkarbonat Ca<sub>2</sub>) gut zu erkennen. Je niedriger die Impedanz desto höher die Porosität. Zwischen den Anhydriten sind die Salzlagen mit ihren niedrigen Impedanzen gut zu erkennen. Durch die grobe Modellvorgabe ist bei diesem Ergebnis im Hangbereich, wo der basale Zechstein (Top-A2 bis Basis Z) in der Mächtigkeit abnimmt und das Salz darüber zunimmt, nicht mehr korrekt wiedergegeben. Dazu wären seismische Frequenzen von unterhalb 10 Hz nötig gewesen. Hier bleibt nur die Möglichkeit einer detaillierteren Modellvorgabe unter Einführung des Top-A2 Horizontes. Das Ergebnis ist in Abbildung 2c zu sehen und ist in guter Übereinstimmung mit der Interpretation und dem Impedanzlog der Bohrung B, die auf diese Linie projiziert wurde.





**Abbildung 2:**

- a) Seismisches Profil aus dem Westemsland mit eingehängten Impedanzlog
- b) Impedanzsektion mit Horizonten Bas\_SU, Top\_A3 und Bas\_Z im Startmodell
- c) Impedanzsektion mit zusätzlich Horizont Top\_A2 im Startmodell



## Seismische Attributsanalyse und neuronale Netzwerke – der empirische Ansatz

Der bisher beschriebene deterministische Ansatz mittels Modellierung und Inversion direkt Seismische Parameter wie die Impedanz aus den Daten zu extrahieren, leidet oft unter der Unzulänglichkeit der Modellierungsverfahren oder unter der Komplexität der Zusammenhänge zwischen Reservoirparametern und Seismischen Parametern. Zum Beispiel ist die Impedanz nicht immer linear mit der Porosität oder in einer Sand-Tonstein Abfolge bewirkt eine Vertonung eine Impedanzerniedrigung ähnlich wie eine Porositätszunahme. Geht man davon aus, dass die gesuchte Information aufgrund der physikalischen Gegebenheiten grundsätzlich im seismischen Signal enthalten ist, dann ist ein anderer Ansatz, zuerst die seismischen Signale entlang eines ausgewählten Reflexionshorizontes "geschickt" zu analysieren und zu parametrisieren, diese Parameter zu ordnen und zu werten und dann eine signifikante Beziehung zu Reservoirparametern zu finden.

### Seismische Attributsanalyse

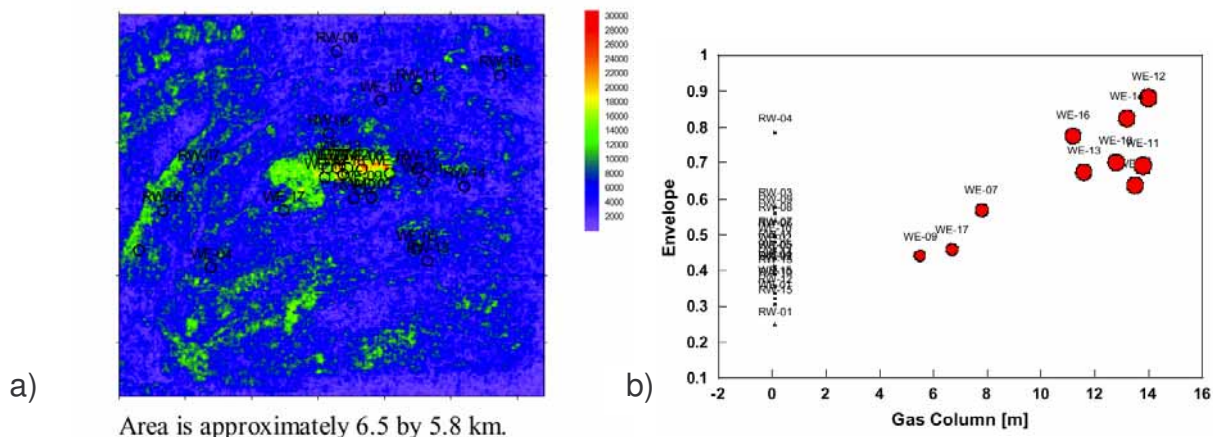
Eine Möglichkeit der Parametrisierung seismischer Signale ist die *Seismische Attributsanalyse*. Der Begriff der seismischen Attribute umfasst neben den klassischen Attributen auf der Basis der komplexen Spuranalyse (Taner et al. 1979), auch die akustische Impedanz (ohne externe Niedrigfrequenzkomponente), Prestack-Attribute aus AVO-Analysen und geometrische Attribute aus Mehrspuranalysen (Kohärenz). Russell et al. (1997) zeigen in "Multiattribute seismic analysis" wie mehrere seismische Attribute gleichzeitig bei der Bestimmung von Reservoirparametern benutzt werden können. Dabei wird das zu bestimmende Reservoirlog z.B. ein Porositätslog als gewichtete Summe mehrerer seismischer Attribute berechnet. Die Wichtungsfaktoren werden im Least Squares Sinne durch Minimierung des Fehlers an den Bohrungslokalationen bestimmt. Danach hat man im Prinzip ein Schema zur Berechnung von z.B. Pseudo-Porositätslogs aus den seismischen Daten. Dieses Verfahren findet in dem Programm EMERGE von Hampson-Russell Anwendung. Die Software hilft dabei die besten seismische Attribute auf der Basis von Korrelationen auszuwählen. Ein wichtiger Aspekt bei diesen Verfahren ist es, eine Überbestimmung zu vermeiden. Die Gefahr besteht, bei Verwendung zu vieler seismischer Attribute an den Bohrungslokalationen die perfekte Anpassung zu erreichen, diese gilt dann jedoch nicht flächendeckend. Eine Strategie zur Vermeidung dieser Überanpassung ("overfitting") ist, mehrere Anpassungen mit jeweils wechselnden Bohrungslokalationen durchzuführen und die Anzahl von Attributen zu verwenden, die die größtmögliche Stabilität zeigt. Entsprechende theoretische Überlegungen zu den Risiken bei der Verwendung von seismischen Attributen bei der Reservoircharakterisierung finden sich in den Artikeln von Kalkomey (1996 und 1997).

Auch *Neuronale Netzwerke* eignen sich gut, aus seismischen Attributen Reservoirparameter oder zumindest die seismischen Parameter im Sinne von Abbildung 1 vorherzusagen. Dabei wird das Netzwerk mit den Daten an den Bohrlokalationen trainiert und dann auf den gesamten Datensatz angewandt. Auch hier gilt natürlich, dass eine physikalische Beziehung zwischen Reservoirparameter und seismischen Attributen gegeben sein muss. Dabei können neuronale Netzwerke jedoch auch komplexe nichtlineare Zusammenhänge ausnutzen. Bezüglich der Gefahr der Überbestimmung bei Verwendung weniger Bohrungen und zahlreicher Attributen, gilt jedoch das gleiche wie oben schon gesagt.

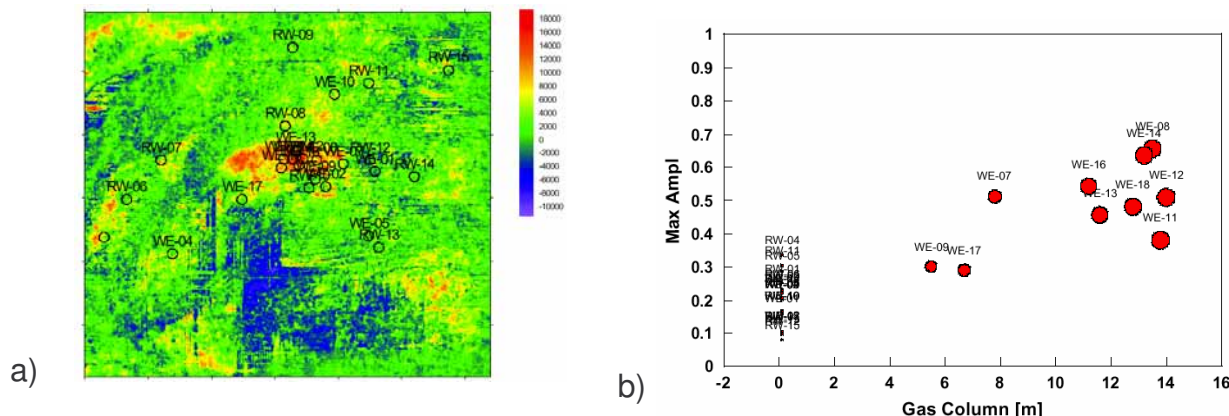
**Beispiel 2: Seismische Attributsanalyse mit Neuronalen Netzwerken**

Die Verwendung eines *neuronalen Netzwerkes* bei der Kombination verschiedener seismischer Attribute ist im folgenden Beispiel dargestellt (Trappe et al., 2000). Zielsetzung war die Abbildung der Gasfüllung eines Aquifer-Gasspeichers in Dänemark, der mit 3D-seismischen Daten übermessen worden war. Seismisches Modelling zeigte, dass Porosität, Mächtigkeit sowie die Gasfüllung des Sandsteins zu einer deutlichen Änderung der akustischen Impedanz führen. Mehrere seismische Attribute sind untersucht worden, von denen 3 besonders signifikante Ergebnisse zeigten: Die *Amplitudenenveloppe* am Top des Reservoirs (Abb. 3a und b) zeigt, dass in der Karte die Ausdehnung der Gasverteilung recht gut erkennbar ist und dass die Amplitudenenveloppe mit der Höhe der Gassäule in den Bohrungen (WE) zunimmt, dass es jedoch auch hohe Amplitudenwerte an anderen verwässerten Lokationen (RE) gibt. Es gibt somit einen signifikanten Zusammenhang, er ist jedoch nicht eindeutig. Das zweite Attribut ist die *maximale Amplitude* im Zeitfenster Top-Basis Reservoir exklusive der Reflexe am Top und an der Basis des Reservoirs. Im Modelling zeigte sich dort nämlich ein zusätzlicher Reflex im Falle der Gasführung. In der Karte (Abb. 4a) ist die Verteilung nicht so klar zu erkennen, im Diagramm separiert dieses Attribut jedoch eindeutiger zwischen Gas- und Wasserführung. Das dritte Attribut, die *Kohärenz*, zeigt hohe Werte bei Gasführung, jedoch ist der Zusammenhang nicht eindeutig. In der Karte ist der Bereich hoher Kohärenz im Zentrum von einem scharfen Lineament mit niedriger Kohärenz umrahmt, den man als Gas-Wasser-Kontakt deuten kann (Abb. 5).

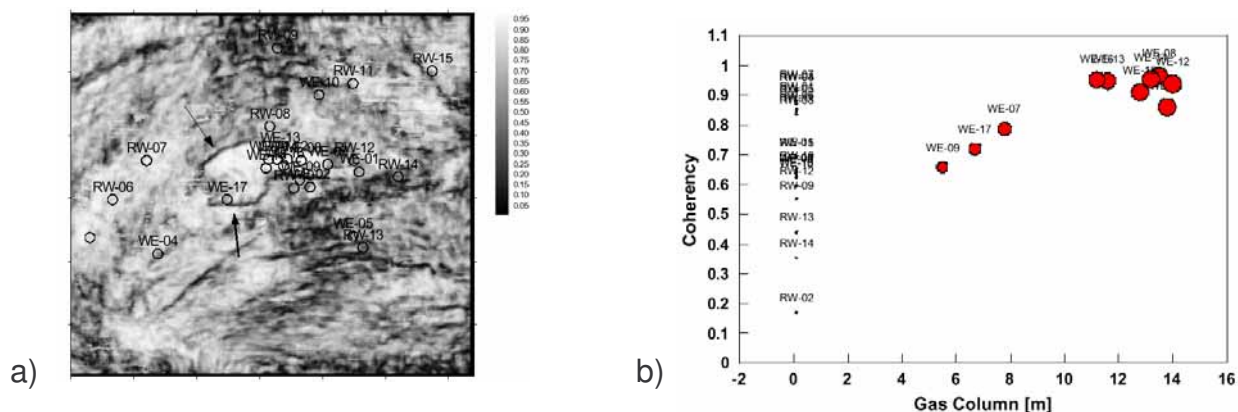
Alle 3 Attribute korrelieren mit der Höhe der Gassäule, allerdings funktioniert dies nur bei Kenntnis des Verbreitungsbereichs der Gasfüllung. Es wird also eine Methode benötigt, die die Stärken der drei Attribute kombiniert und gleichzeitig die Verbreitung der Gasfüllung vorhersagt. Neuronale Netzwerke sind ideal bei der Kombination mehrdeutiger Daten, auch bei nichtlinearen Zusammenhängen zwischen Eingangs- und Ausgangsdaten. Das Training des Netzwerkes erfolgt an den Bohrlokalationen (mit Gasfüllung) und an den verwässerten Zufallslokalationen außerhalb der Gasverbreitung, um den Negativfall zu definieren. Es wurde ein selbstorganisierendes Kohonen-Netzwerk (Kohonen, 1988, Trappe und Hellmich, 1997 und 2000) verwendet, welches die Eingangsdaten entsprechend des Charakters der Eingangsdaten (hier Attribute) auf eine sogenannte Feature Map abbildet (Abb. 6a). Für jedes Element dieser Karte ist die Höhe der Gassäule abzulesen (auf der Basis der Werte an den Trainingslokalationen). Das trainierte Neuronale Netzwerk kann nun auf die Attribute des gesamten 3D-Datensatzes angewandt werden. Das Ergebnis in Abbildung 6b zeigt im Zentrum der Karte den klaren Umriss der Gasverbreitung mit einer internen Strukturierung entsprechend der Höhe der Gassäule. Zusätzliche kleinere Areale mit einer Gassäule von kleiner 6 m deuten sich ebenfalls an. Dies ist offensichtlich die Grenze des Auflösungsvermögens des Kohonen-Netzwerkes bei diesen Attributsdaten. Möglicherweise kann die Verwendung weiterer Attribute diese Mehrdeutigkeit weiter verringern.



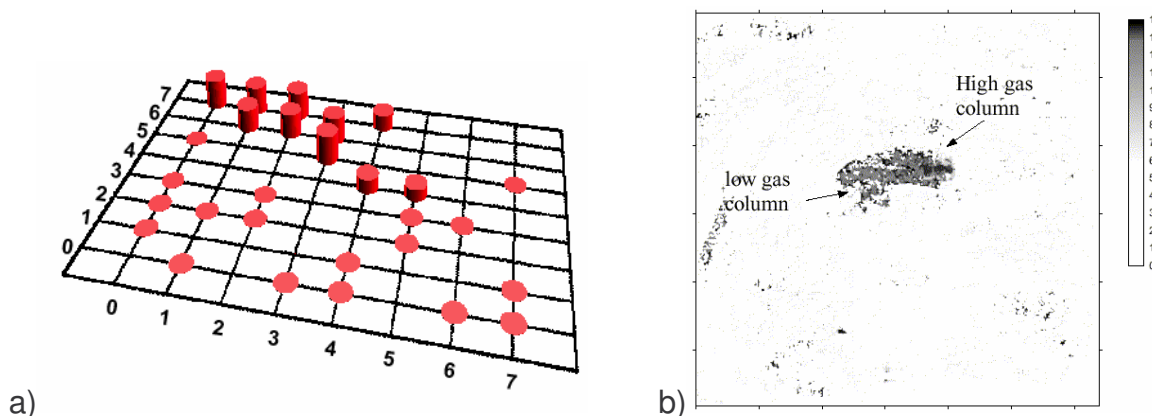
**Abbildung 3:** a) Amplitudenenveloppe Top Reservoir  
 b) Beziehung zwischen Amplitudenenveloppe und Höhe der Gassäule



**Abbildung 4:** a) Maximum Amplitude innerhalb Reservoirzone  
 b) Beziehung zwischen Maximum Amplitude und Höhe der Gassäule



**Abbildung 5:** a) Kohärenz am Top Reservoir (Pfeile zeigen Gas-Wasser Kontakt)  
 b) Beziehung zwischen Kohärenz und Höhe der Gassäule

**Abbildung 6:**

- a) Kohonen Feature Map, Höhe der Säulen entspricht Höhe der Gassäule
- b) Ergebnis der Klassifizierung mit Hilfe des Kohonen-Netzwerks

### Segmentierung seismischer Daten mit neuronalen Netzwerken

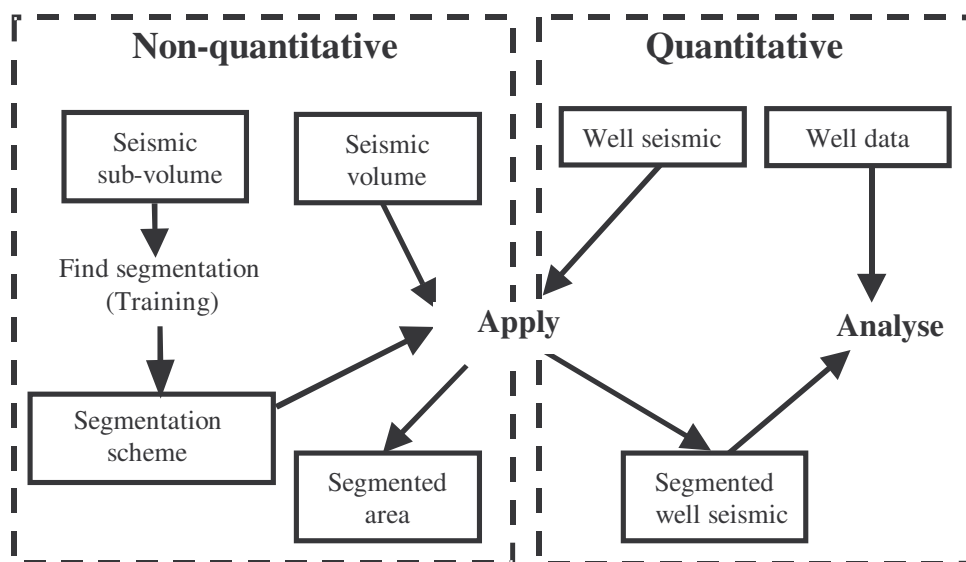
Die Flexibilität und die Leistungsfähigkeit neuronaler Netzwerke legen nahe, als Eingabedaten für das Netzwerk anstelle von seismischen Attributen direkt die seismischen Reflexionssignale entlang eines Reservoirhorizonts zu verwenden. Dadurch ist man nicht mehr auf eine begrenzte Anzahl von Attributen angewiesen, die oft mühsam in Test- und Modellsequenzen definiert werden müssen. Ziel ist eine Struktur oder ein Muster in den Daten zu finden, indem Bereiche ähnlicher Reflexionssignale gefunden werden. Die Interpretation dieser "typischen" Reflexionssignale findet dann in einer zweiten Phase statt.

Ein Neuronales Netzwerk zum Segmentieren von seismischen Reflexionssignalen ist von de Groot (1995) mit dem Unsupervised Vector Quantiser (UVQ) eingeführt worden. Das UVQ-Netzwerk basiert auf Neuronalen Netzwerken, die für Enkodierungs- und Kompressionsverfahren entwickelt wurden. Ein Eingabevektor wird durch einen Ausgabevektor aus einer vorgegebenen Anzahl von Klassen ersetzt. Das UVQ-Netzwerk ist ein 2-Schicht-Netzwerk, die zweite versteckte Schicht besteht aus soviel Knoten, wie Segmente oder Klassen vorgegeben werden. In der Lernphase werden auf einem zufällig ausgewählten Teildatensatz die Klassenvektoren und die dazugehörigen Wichtungsfaktoren des Netzwerkes iterativ bestimmt. Die beiden Ausgaben der zweiten Schicht des Netzwerkes geben den Klassenindex (Segmentnummer) und den Grad der Ähnlichkeit zum Klassenvektor wieder. Dieses Schema wird dann auf den gesamten Eingabedatensatz angewendet.

Die Anzahl der Klassenvektoren und damit die Anzahl der Segmente wird vom Benutzer vorgegeben. Sinnvollerweise sollte man die geringst mögliche Anzahl verschiedener Segmente anstreben. Eine qualitative Interpretation kann dann z.B. die Verteilung der Segmente auf einer Karte mit den geologisch oder strukturell erwarteten Verteilungen vergleichen. Eine quantitative Interpretation der UVQ-Ergebnisse führt über die Anwendung des UVQ-Schemas auf die synthetischen Seismogramme von Bohrungen im Untersuchungsgebiet. Bei einer ausreichend großen (repräsentativen) Anzahl von Bohrungen findet sich für jedes Segment ein synthetisches Seismogramm bzw. eine Bohrung mit den dort bekannten Reservoirparametern. Im allgemeinen stehen jedoch nicht genügend Bohrungen zur Verfügung bzw. sie decken



nicht alle möglichen Fälle ab (vor allem oft nicht die negativen). In diesem Fall kann man durch Simulation von Pseudo-Wellen die Datenbasis verbessern. Damit diese realistisch und vollständig ist, muss die Simulation auf der bestmöglichen Kombination von geologischem Wissen (z.B. Schichtabfolge) und der statistischen Auswertung der seismischen und Reservoirparameter (Wahrscheinlichkeitsverteilung von Schichtmächtigkeiten, Dichten, Geschwindigkeiten, Porositäten,...) in den realen Bohrungen basieren (de Groot et al., 1996). In Abbildung 7 ist das Schema der Seismischen Reservoircharakterisierung mit Segmentierung dargestellt.



**Abbildung 7:** Workflow der Seismischen Reservoircharakterisierung mit Segmentierungsmethoden: Links die Segmentierung der seismischen Daten mit Trainings- und Anwendungsphase, rechts die Anwendung auf synthetische Seismogramme und deren Analyse (nach de Groot, 1999).

### Beispiel 3: Segmentierung seismischer Daten zur Reservoircharakterisierung

Über das Erdölfeld Lüben-West wurde 1997 eine moderne 3D-Seismik durchgeführt, die bei der Erschließung des Restpotentials dieses seit 1959 mit Unterbrechungen produzierenden Feldes helfen sollte. Deshalb und aufgrund der vergleichsweise vollständig vermessenen Bohrungen (6 von den 16 existierenden Bohrungen haben Sonic-Logs) wurde das Feld Lüben-West für das DGMK-Projekt 518 "Seismic GWC/Porefill Characterisation" exemplarisch für ölführende Sandsteine ausgewählt. Die Studie wurde von der Fa. De Groot-Bril Earth Sciences durchgeführt, Ergebnisse finden sich im DGMK-Report (de Groot, 1997), in De Groot et al. (1998, 1999) und in Krajewski et al. (1998).

Die bis zu 30 m mächtigen Sandsteine des Dogger Beta mit Porositäten zwischen 20 und 28% bilden eine Antiklinalstruktur in ca. 1400 m Teufe, die durch Störungen in Einzelschollen zerlegt ist. Die strukturelle Interpretation der 3D-Daten ergab noch nicht erbohrte strukturhohe Schollen, deren mögliche Ölführung im Zentrum der seismischen Reservoircharakterisierung stand. Am Anfang der Studie standen umfangreiche Modelluntersuchungen, die auch Bohrungsdaten einer mit Scherwellenlogs (DSI) vermessenen Bohrung aus dem Nachbarfeld Lüben mit

einbezogen. Es ergab sich, dass ölführende Speichergesteine im Vergleich zu wasserführenden eine gewisse Amplitudenabnahme beim seismischen Reflexionssignal bewirken ("dim spot"-Effekt). Die Auswirkungen auf das AVO-Verhalten der Prestack-Amplituden wurde als gering und als wahrscheinlich nicht nachweisbar angesehen.

Strukturkonforme Effekte sind sowohl auf Amplitudenkarten als auch auf mit Segmentierungsverfahren bestimmten Karten zu erkennen. Das heißt, dass strukturell oberhalb von produzierenden Bohrungen "dim-spot"-Effekte auftauchen, bzw. diesen Bereichen eine eigene Klasse zugeordnet wird. Abbildung 9 zeigt das Ergebnis der Segmentierung in 4 Klassen mit einem UVQ-Netzwerk für das Reflexionssignal vom mittleren Lager des Dogger-Beta Sandsteins. Zur Analyse des Ergebnisses wurden 500 Pseudobohrungen simuliert. 50% dieser Bohrungen führten Öl im mittleren Dogger-Beta Sandstein mit einer Ölsäule von 10 bis 20 m. Sonic und Dichte-Logs wurden mittels Gassmann's Gleichung entsprechend korrigiert. Die synthetischen Seismogramme dieser 500 Bohrungen wurden mit dem gleichen UVQ-Netzwerk wie die realen Daten in 4 Klassen segmentiert und damit nach ihren geologischen und petrophysikalischen Eigenschaften analysiert (Tabelle 1). Danach ist in Segment 2 der Anteil ölführender Sandsteine mit 66 % signifikant höher als im Durchschnitt (39 %). Im zentralen strukturhohen Bereich sind einige kleinere Areale Segment 2 zuzuordnen, allerdings sind große Flächen in Außenbereich ebenfalls Segment 2 zugeordnet. Die nicht eindeutige Verknüpfung der Segmentnummer mit der Frage der Ölführung scheint darauf hinzudeuten, dass neben der Porenfüllung andere Parameter wie Mächtigkeit und Lithologie eine große Rolle spielen.

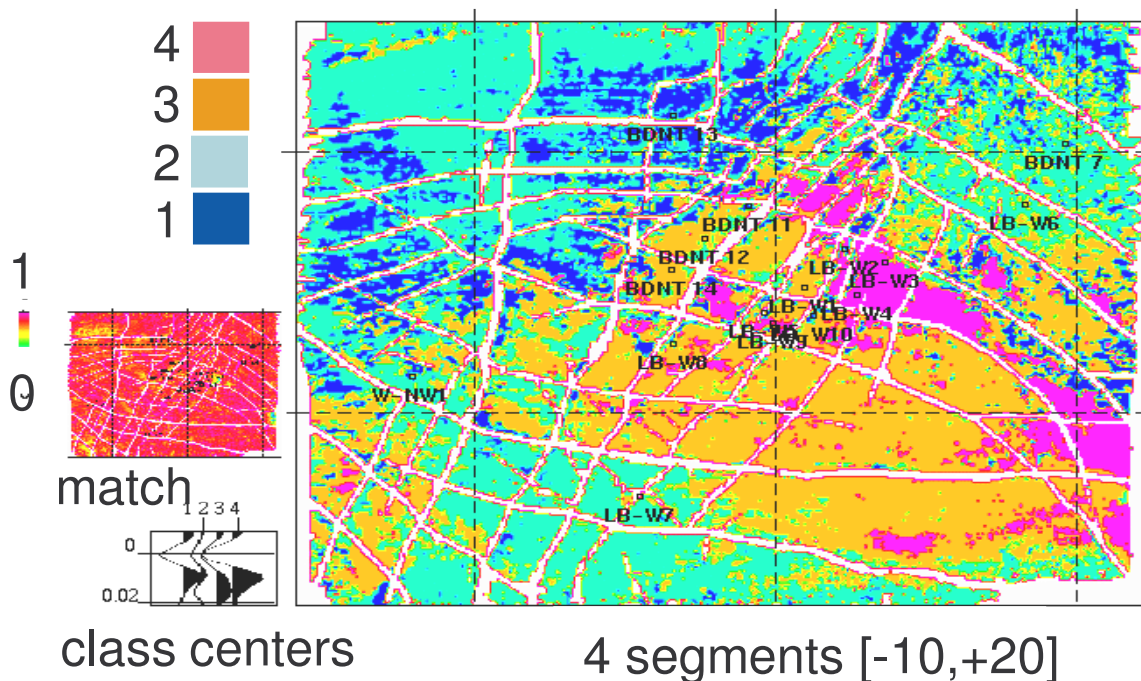


Abbildung 9: UVQ-Segmentierung des Dogger-Beta Sandstein Reflexes

	Original	Segment 1	Segment 2	Segment 3	Segment 4
Anzahl Bohrungen	500	122	99	47	10
Mittl. Mächtigkeit	15.1	16.0	10.3	19.4	21
Anz. Sandlagen	5757	1054	774	677	163
Anz. Sandlagen mit Öl	2266	535	507	267	16
% Öl Sandsteine	39	35	66	39	10
Mittl. Dichte der Sandst.	2250	2248	2237	2252	2263
Mittl. Soniclaufzeit Sandst.	252	254	260	252	245

**Tabelle 1:** Analyse der Pseudobohrungen für den mittleren Dogger-Beta Sandstein

### Überwachte Klassifizierung seismischer Daten mit neuronalen Netzwerken

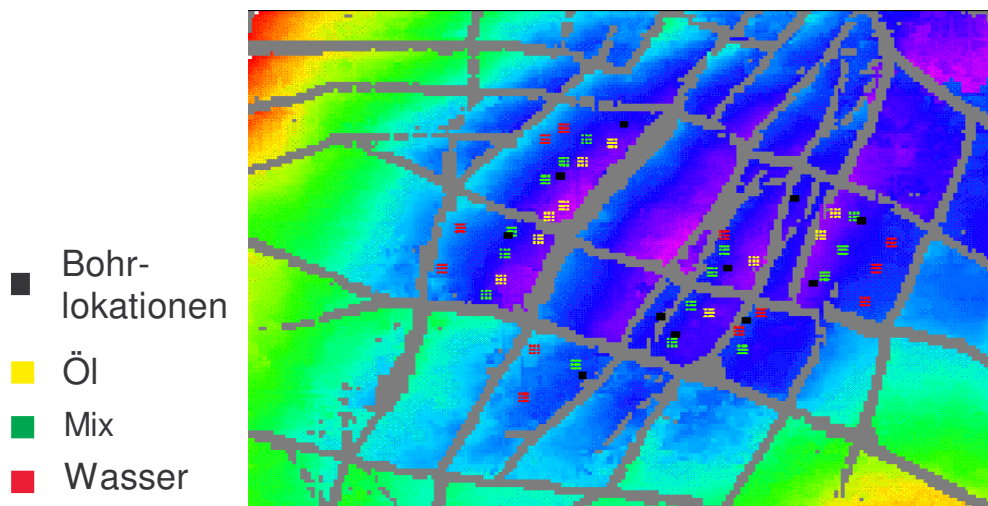
Die Interpretation und Zuordnung der Ergebnisse einer Segmentierung sind oft nicht eindeutig möglich bzw. die gefundenen Segmente entsprechen nicht genau der Fragestellung. Lässt sich ein geeigneter Trainingsdatensatz selektieren, können vorgegebene Reservoireigenschaften direkt mit einem neuronalen Netzwerk "klassifizieren" werden. De Groot benutzt dafür ein Multi-Layer-Perceptron Netzwerk (de Groot, 1995). Eingabedaten können neben dem seismischen Signal auch Impedanzwerte aus der seismischen Inversion sein. Das überwachte Training erfolgt anhand der synthetischen Daten der Bohrungen oder auch der Pseudobohrungen. Möglichst sollten dabei einige Lokationen als spätere "Blind Test" Lokationen nicht in das Training einbezogen werden. Ergebnis der Anwendung des trainierten Netzwerks sind dann Karten z.B. mit Porositäts- oder Lithologieverteilungen.

#### Beispiel 4: Überwachte Klassifizierung seismischer Daten

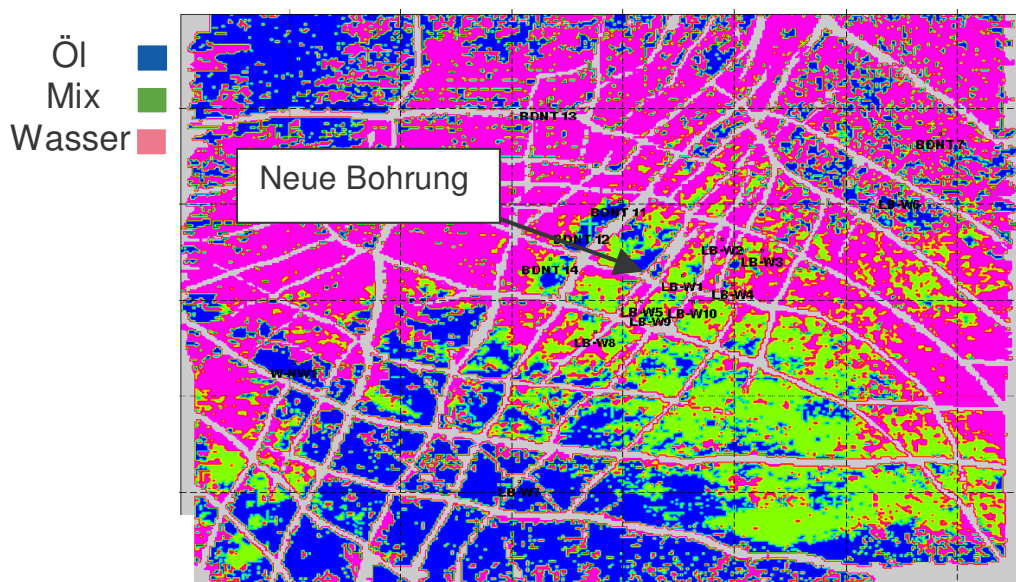
Im Fall Lüben-West wurde die überwachte Klassifizierung zur direkten Erkennung der ölführenden Areale eingesetzt. Dazu wurden für die Porenfüllung des Dogger-Beta Sandsteins 3 Klassen definiert: Öl, Mix Öl/Wasser, nur Wasser (brine). Der Trainingsdatensatz wurde in diesem Fall aus realen Daten gebildet, die aus schon erbohrten Blöcken stammen (Abbildung 10)

Das Ergebnis in Abbildung 11 ist für den zentralen Teil des Feldes plausibel, nicht jedoch für den südlichen und westlichen Teil mit zwei eindeutig verwässerten Bohrungen. Die dort stark zunehmende Mächtigkeit der Dogger-Beta-Sande verändert das Reflexionssignal in einer Weise, die nicht von dem im Zentralteil trainierten Netzwerk berücksichtigt werden kann. Die zentrale bisher nicht erbohrte Scholle ist inzwischen durch eine Bohrung erfolgreich getestet worden.





**Abbildung 10:** Lokationen zum Training des neuronalen Netzwerkes für die Klassifizierung in ölführend, Öl-Wasser-Gemisch (mix) und Verwässerung



**Abbildung 11:** Klassifizierung der Porenfüllung des Dogger-Beta Sandstein

## Schlußbemerkungen

Ausgehend vom physikalischen Informationsgehalt seismischer Daten und einem deterministischen Ansatz zur seismischen Reservoircharakterisierung wurden verschiedene Beispiele vorgestellt, die vor allem die vielfältigen Möglichkeiten beim Einsatz neuronaler Netzwerke aufzeigten.

Unabhängig vom eingesetzten Verfahren sollte dabei am Anfang jeder Studie das Modellieren mit synthetischen Seismogrammen an den Bohrlokalationen stehen. Dies dient der Überprüfung der Qualität der Bohrungsdaten und der Seismik, sowie der Klärung des physikalischen Zusammenhangs zwischen Reservoirparametern und Seismik. Problematisch bleiben Fälle, in denen mehrere Reservoirparameter gleichzeitig variieren. Auch neuartige Techniken können dann oft keine eindeutige Antwort liefern, bestenfalls Wahrscheinlichkeiten. In der Praxis ist es oft wichtig, die einfachen Fälle zu erkennen, z.B. solche bei denen die Mächtigkeit konstant ist aber die Porosität variiert, oder wo Porosität und Mächtigkeit konstant sind aber Porenfüllung sich ändert.

Wie bei allen geophysikalischen Interpretationsverfahren steht auch bei der Seismischen Reservoircharakterisierung am Schluss die Prüfung der geologischen Plausibilität in Zusammenarbeit mit den Lagerstättengeologen.

## Literaturverzeichnis

- Dahl, T. and Buland, A., 1996, A Procedure for Lithology and Fluid Prediction from Seismic Data, German-Norwegian Geoscientific Co-Operation, Joint Research Seminar, Karlsruhe.
- De Groot, P. F. M., 1995. Seismic reservoir characterisation employing factual and simulated wells. PhD thesis, Delft University Press.
- De Groot, P. F. M., Bril, A.H., Floris, J.T. and Campbell, A.E. 1996. Monte Carlo simulation of wells. *Geophysics*, Vol. 61, No. 3 (May-June 1996), P.631-638.
- De Groot, P. F. M., 1997, Report DGMK-Projekt 518 Seismic GWC/Porefill-Characterisation, 97.11.01, DGMK, Hamburg.
- De Groot, P. F. M., Krajewski, P. and Bischoff, R. 1998. Evaluation of remaining oil potential with 3D seismic using neural networks. 60th. EAGE conference, Leipzig, 8-12 June 1998.
- De Groot, P. F. M., 1999, Volume transformation by way of neural network mapping, 61st Mtg.: Eur. Assn. Geosci. Eng., Session:3037.
- De Groot, P. F. M., 1999, Seismic Reservoircharacterisation Using Artificial Neural Networks, 19. Mintrop-Seminar.
- Hiltermann, F., 2001, Seismic Amplitude Interpretation, Distinguished Instructor Short Course No. 4., SEG/EAGE.
- Kalkomey, C. T., 1996, Use of seismic attributes as predictors of reservoir properties - Potential risks, 66th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 1789-1792.
- Kalkomey, C. T., 1997, Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoir properties: *The Leading Edge*, 16, no. 03, 247-251.
- Kohonen, T., 1988, *Self-Organization and Associative Memory*, 3<sup>rd</sup> ed. Springer Verlag Heidelberg.

- Krajewski, P., Guderian K., Hasse G., Schmiermann I., de Groot, P., Stahl, E., Bischoff, R., 3D seismische Verfahren zur Reservoircharakterisierung bei der Entwicklung alter Erdölfelder in Deutschland, DGMK-Frühjahrstagung 1998, Celle.
- Mavko, G., Mukerji, T., and Dvorkin, J., 1998, The rock physics handbook - Tools for seismic analysis in porous media, Cambridge Univ. Press.
- Russell, B., Hampson, D., Schuelke, J. and Quirein, J., 1997, Multiattribute seismic analysis: The Leading Edge, 16, no. 10, 1439-1443.
- Taner, M.T., Koehler, F. and Sheriff, R.E., 1979, Complex seismic attribute analysis, Geophysics, 44, pp. 1041-1063.
- Trappe, H., Krajewski, P. und Aust, S., 1996, Seismische Reservoircharakterisierung des Staßfurtkarbonats im Westemsland, Erdöl Erdgas Kohle, Heft 3, 108-111.
- Trappe, H., Hellmich, C., Knudsen, J. and Baartman, H., 2000, Mapping the gas column in an aquifer gas storage with neural networks, 62nd Mtg.: Eur. Assn. Geosci. Eng., Session: X0008.
- Trappe, H. and Hellmich, C., 1997, Areal Prediction of Porosity Thickness from 3D Seismic Data by Means of Neural Networks, EAGE 59<sup>th</sup> Conference and Exhibition 1997 Extended Abstract.
- Trappe, H. and Hellmich, C., 2000, Using neural networks to predict porosity thickness from 3D seismic data: First Break, 18, no. 09, 385-391.
- Trappe, H. and Hellmich, C., 1998, Seismic characterization of Rotliegend reservoirs: from bright spots to stochastic simulation: First Break, 16, no. 3, 79-87.
- Wyllie, M. R. J., 1963, The fundamentals of electric log interpretation, 2<sup>nd</sup> ed., Academic Press.

# **BOHRLOCHMESSGERÄTE FÜR MAGNETISCHE KERNSPINRESONANZMESSUNG UND IHRE ANWENDUNG WÄHREND DES BOHRENS**

**THOMAS KRUSPE, HOLGER F. THERN, CHRISTIAN KIESL**

*Baker Hughes INTEQ, Celle*

## **EINLEITUNG**

Die magnetische Kernspinresonanz, NMR, entwickelte sich seit seiner Entdeckung Mitte des letzten Jahrhunderts zu einer der erfolgreichsten und verbreitetsten Methoden zur zerstörungsfreien Materialuntersuchung. Eine Anwendung, die sich in den letzten 15 Jahren etabliert hat, ist der Einsatz von NMR Untertage für die Untersuchung poröser Gesteinsformationen. NMR dient dabei sowohl zur Charakterisierung der Gesteinsmatrix als auch der darin enthaltenen Flüssigkeiten. Standardanwendungen sind die Bestimmung von Porosität, Permeabilität und der Verteilung der Porengröße im Gestein. Mit NMR kann das im Porenraum enthaltene Wasser und verschiedene Typen von Kohlenwasserstoffen differenziert und Flüssigkeitsparameter wie Diffusivität und Viskosität abgeleitet werden. Erst die Einführung von NMR ermöglichte den Zugriff auf all diese Informationen mit einer einzigen Messmethode und machte entsprechende Untertagemessgeräte zu einem unverzichtbaren Bestandteil kommerzieller Lagerstättenexploration.

Im Laufe der letzten Jahre wurden immer zuverlässigere Messapparaturen entwickelt und hohe Qualitätsstandards in der Datenauswertung erreicht. Neue Hardware Konfigurationen und Messsequenzen erlauben das Bearbeiten immer komplexerer Fragestellungen. Eine richtungsweisende Einsatzmöglichkeit eröffnete vor zwei Jahren die Präsentation eines Messgerätes, das bereits während des Bohrens NMR-Daten aufzeichnet.<sup>17</sup> Besonders kritisch sind die Vibrationen des Bohrvorgangs, die eine NMR-Messung stören oder unmöglich machen können. Konzeptionelle Neuerungen für Hardware und Software halfen, diese Probleme zu überwinden.

Dieser Artikel gibt einen Überblick über die theoretischen Hintergründe und die aktuellen Entwicklungen der Untertage-NMR und geht speziell auf die Herausforderungen und Lösungen beim Messen während des Bohrens ein.

## **HISTORIE**

Die Geschichte der Anwendung der NMR für geophysikalische Messungen ist durch eine rasante Entwicklung gekennzeichnet. Die ersten experimentellen Arbeiten wurden 1946 von Bloch und Purcell durchgeführt.<sup>2,19</sup> 1950 entwickelte Hahn die Puls-Echo NMR,<sup>8</sup> die heute als Standard für Untertagemessungen eingesetzt wird. Sechs Jahre später wurden zum ersten Mal poröse Materialien, in Form von Sandpackungen, mittels NMR untersucht.

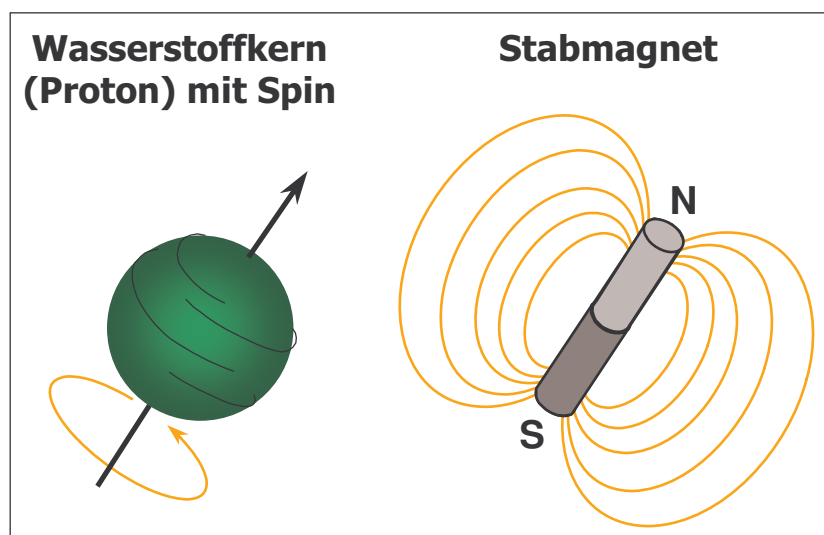
Bereits 1960, 14 Jahre nach den ersten NMR-Experimenten, wurde von Chevron das erste NMR-Log<sup>1</sup> einer geologischen Formation erzeugt.<sup>3</sup> Die ersten Untertage-

---

<sup>1</sup> Dabei wird ein kabelgeführtes Messgerätes nach dem Bohren in das Bohrloch eingebracht und während des Ein- oder Ausfahrens Daten aufgezeichnet.

messgeräte nutzten das Erdmagnetfeld als statisches Magnetfeld für die Messung. Ein typisches Messgerät dieser Generation war das 1978 von Schlumberger entwickelte NML-C<sup>®</sup>. Die Nutzung des Erdmagnetfeldes birgt jedoch einige Nachteile. Die Frequenz, bei der die Messungen durchgeführt werden kann, ist sehr niedrig und erzeugt ein langes Abklingen der Hochfrequenzpulse, die einen Teil der Messung überlagern. Außerdem ist das Messsignal der Flüssigkeit im Bohrloch nicht ohne weiteres von dem der Formationsflüssigkeit trennbar. 1990 wurden mit der Einführung der Puls-Echo NMR mit dem Numar MRIL<sup>®</sup> diese Nachteile beseitigt.<sup>13</sup> Dieses Gerät ist mit Permanentmagneten ausgestattet, die eine vom Erdmagnetfeld unabhängige Messung gestatten. Fünf Jahre später wurde das zweite Puls-Echo NMR-Messgerät, Schlumbergers CMR<sup>®</sup>, in den Markt eingeführt.<sup>14</sup> Das erste Multifrequenzmessgerät, das Messungen in verschiedenen Eindringtiefen in der Gesteinsformation ermöglicht, wurde vor 4 Jahren präsentiert.<sup>18</sup>

Seither wurde die Technik der sogenannten Wireline (kabelgeführten) Messgeräte ständig weiter entwickelt. Dabei stand und steht die Verbesserung der Messapparatur, die Optimierung der Messwertinterpretation und die Maximierung der axialen Verfahrensgeschwindigkeit im Vordergrund.



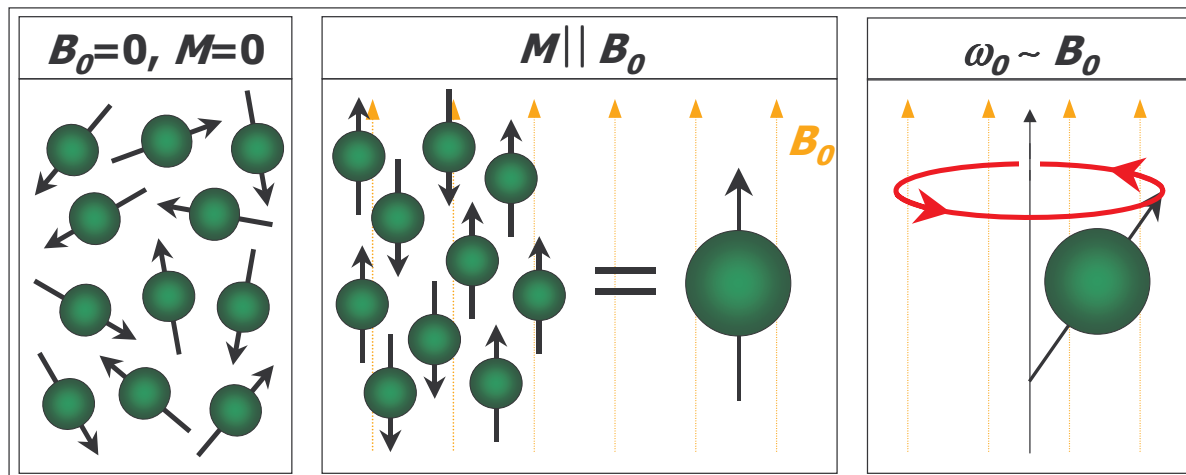
**Abb. 1:** Ein Atomkern mit Spin und magnetischem Moment. Das Verhalten des magnetischen Moments in einem Magnetfeld lässt sich analog zum Verhalten eines Stabmagneten im Magnetfeld beschreiben.

## NMR MESSPRINZIP

Eine NMR-Messung nutzt aus, dass viele Atomkerne ein magnetisches Moment besitzen.<sup>7</sup> Als Illustration kann man sich einen Stabmagneten vorstellen, der im Atomkern sitzt (Abb. 1). Wird ein äusseres Magnetfeld  $B_0$  angelegt, richten sich diese Stabmagneten, physikalisch: Spins, entsprechend dem Gesetz des geringsten Energieaufwandes entlang dem Magnetfeld aus. Für Wasserstoffkerne bzw. Protonen, die Informationen zu Wasser und Kohlenwasserstoffen im Gestein liefern, gibt es zwei Ausrichtungsmöglichkeiten: parallel und antiparallel zum Magnetfeld. Da die Energieunterschiede der beiden Zustände sehr gering sind, sind die Besetzungszahlen annähernd gleich. Bei Zimmertemperatur kommen nach der



Boltzmannverteilung auf 100,000 antiparallel gerichtete Spins etwa 100,006 parallele Spins. Makroskopisch betrachtet, kann man als effektives magnetisches Moment  $M$  die Summe aller Einzelmomente betrachten (Abb. 2, links und Mitte). Wie sich aus den Besetzungszahlen ergibt, ist  $M$  sehr gering, was entsprechend hohe Anforderungen an die Empfindlichkeit einer NMR-Messapparatur stellt.



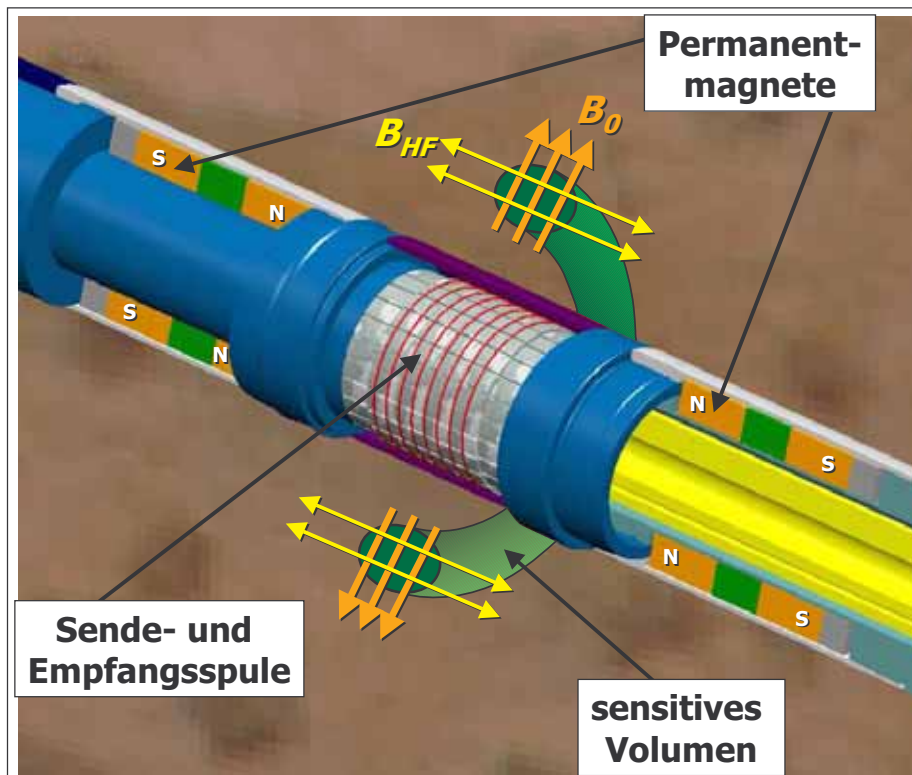
**Abb. 2:** Verhalten der Magnetisierung beim Anlegen eines Magnetfeldes. Ungerichtete Spins (links), richten sich im Magnetfeld  $B_0$  aus und können makroskopisch als ein Spin mit magnetischem Moment  $M$  betrachtet werden (Mitte). Wird das magnetische Moment durch einen Hochfrequenzpuls aus der  $B_0$ -Feldrichtung gekippt, beginnt es mit der Larmorfrequenz  $\omega_0 \sim B_0$  zu präzedieren (rechts) und induziert in einer Empfängerspule das NMR-Signal.

Um magnetische Resonanz zu messen, bedarf es eines statischen Magnetfeldes  $B_0$ , in dem das präzedierende magnetische Moment  $M$  eine Spannung induziert. Dazu kommt ein Sender, der hochfrequente elektromagnetische Pulse (HF-Pulse) sendet und ein Empfänger, der die Signale der Kernspins aufnimmt.

Ein solches Messgerät wird derzeit bei Baker Hughes INTEQ in Celle für den Einsatz während des Bohrens entwickelt. Das schematisch abgebildete Gerät (Abb. 3) besitzt zwei Permanentmagnete, die ein statisches Magnetfeld  $B_0$  erzeugen, und eine Spule, die ein hochfrequentes Magnetfeld  $B_{HF}$  erzeugt und gleichzeitig als Empfänger fungiert. Der Aufbau des Sensors ist an das Prinzip, das Jackson 1984 veröffentlichte,<sup>9</sup> angelehnt. Die Frequenz des Senders ist so abgestimmt, dass sich in dem Bereich, in dem  $B_0$  und  $B_{HF}$  annähernd senkrecht stehen, ein resonantes Signal ausbildet.

Mit NMR-Messungen werden verschiedene Verhaltensweisen der Kernspins untersucht. Bei einer  $T_2$ -Messung wird das Abklingverhalten ( $T_2$ -Relaxation) des NMR-Signals nach dem Kippen von  $M$  aus der Richtung von  $B_0$  gemessen; bei einer  $T_1$ -Messung wird die Geschwindigkeit der Ausrichtung im  $B_0$ -Feld ( $T_1$ -Relaxation) ermittelt. Die  $T_1$ - und  $T_2$ -Relaxationsverhalten sind unterschiedlich für verschiedene Medien (z.B. Wasser und/oder verschiedene Typen von Öl oder Gas) und außerdem abhängig von der Umgebung, in der sich das Material befindet (z.B. Flüssigkeiten und/oder Gas in den Gesteinsporen). Die Relaxation des NMR-Signals geschieht exponentiell, wobei die Zeitkonstante  $T_2$  die Zeit bezeichnet, nach der sich die Signalstärke auf etwa 37% reduziert hat. Die Zeitkonstante  $T_1$  bezeichnet die Zeit,

nach der etwa 63% der Spins entlang  $B_0$  ausgerichtet sind. Als Standardmessverfahren hat sich für Untertage-anwendungen die  $T_2$ -Messung mit der CPMG-Sequenz, benannt nach den Erfindern Carr, Purcell, Meiboom und Gill,<sup>4,12</sup> durchgesetzt. Dabei wird eine Serie von hochfrequenten elektromagnetischen Pulsen in das zu untersuchende Medium gesendet und die NMR-Signale zwischen den Pulsen als Echozug aufgezeichnet.



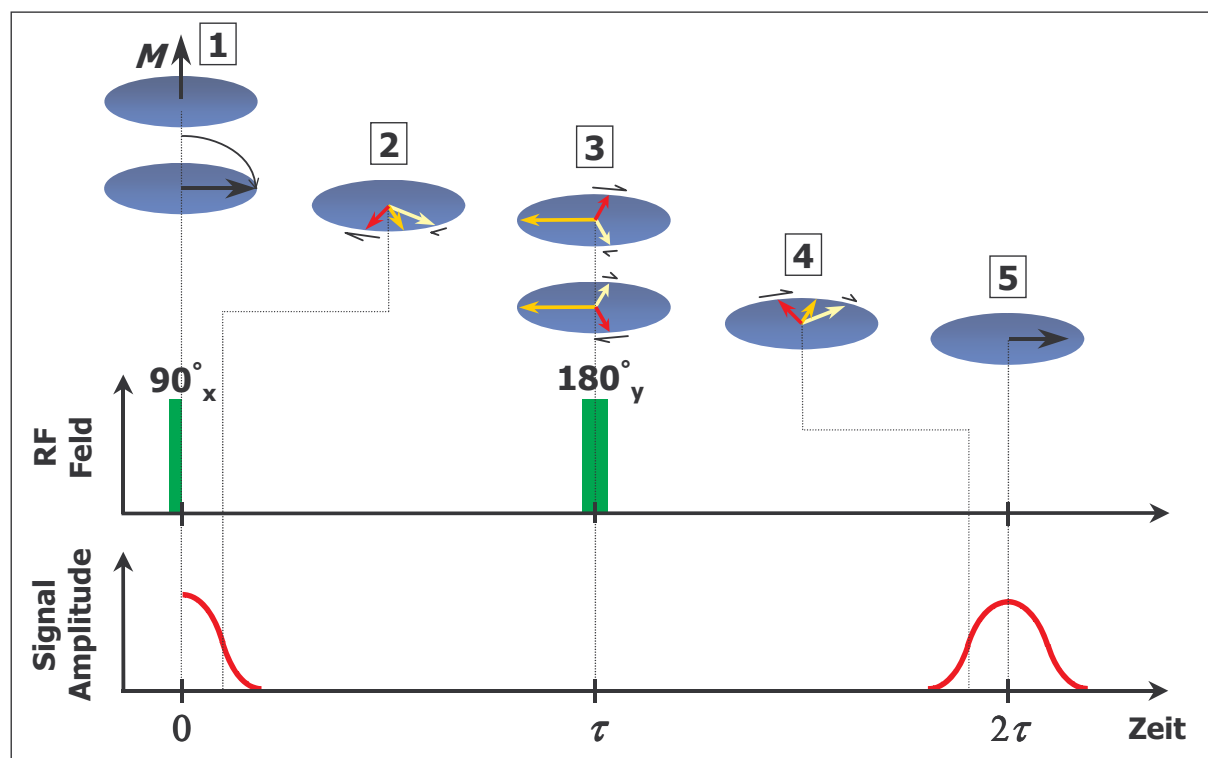
**Abb. 3:** Schematische Darstellung des MagTrak LWD (Logging While Drilling) Geräts. NMR-relevant ist das statische Magnetfeld  $B_0$  der zwei entgegengesetzt gerichteten Permanentmagnete, das Hochfrequenzfeld  $B_{HF}$  der Sendespule und die Empfangsspule. Das sensitive Volumen, in dem sich Resonanz ausbildet ist als Ring um das Messgerät angedeutet.

Die CPMG-Messesequenz beginnt mit der Ausrichtung der Protonen parallel zu  $B_0$  (longitudinale Richtung) (Abb. 2, Mitte und Abb. 4 [1]). Nachdem sich das magnetische Moment  $M$  entlang  $B_0$  ausgerichtet hat (bei Wasser und Kohlenwasserstoffen i.a. nach einigen Sekunden), wird von der Sendespule ein erster Puls (90°-Puls) erzeugt, dessen Magnetfeld  $B_{HF}$  senkrecht zu  $B_0$  und parallel zur Gerätachse liegt. Die Dauer des 90°-Pulses ist so abgestimmt, dass  $M$  um 90° in die transversale Ebene (senkrecht zu  $B_0$ ) gekippt wird. Danach präzediert  $M$  in  $B_0$  wie ein Kreisel, den man aus der Senkrechten kippt (Abb. 2, rechts), und induziert ein Signal in der Empfängerspule. Die Präzessionsfrequenz (oder Larmorfrequenz)  $\omega_0$  ist bestimmt durch die Stärke von  $B_0$  und das gyromagnetische Verhältnis  $\gamma$  ( $\gamma/2\pi = 42.58$  MHz/Tesla):

$$\omega_0 = \gamma \cdot B_0 \quad (1)$$



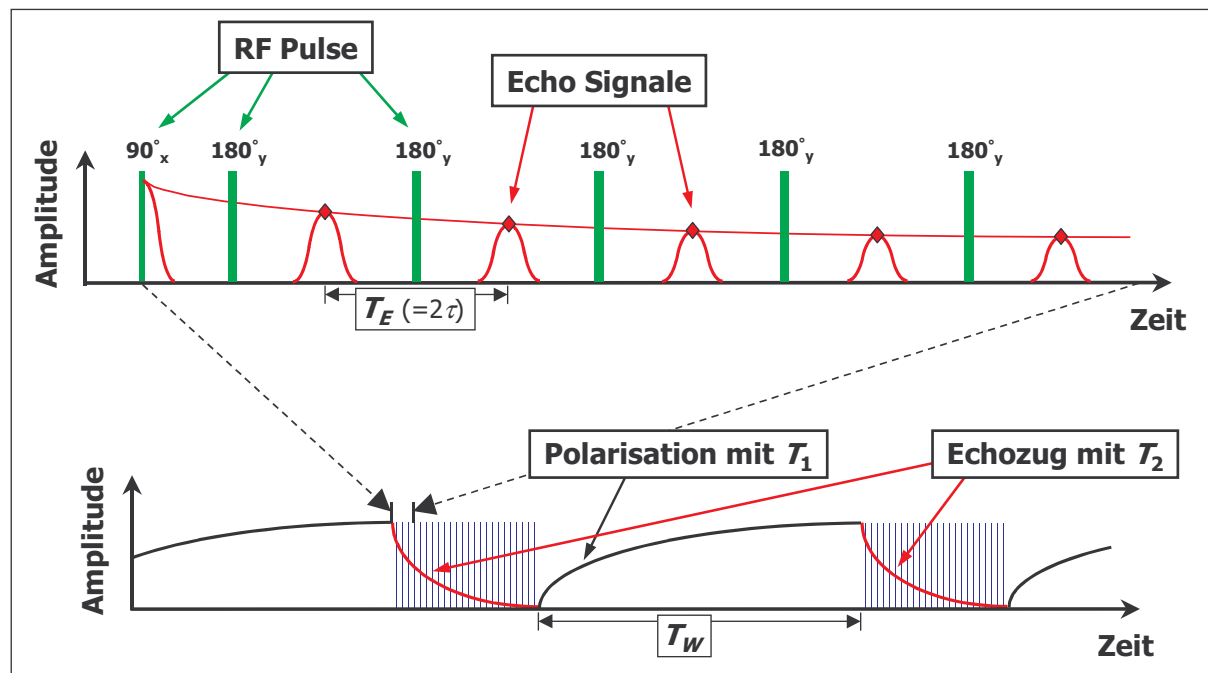
Durch unvermeidbare, lokale Inhomogenitäten von  $B_0$  präzedieren verschiedene Magnetisierungsanteile mit leicht unterschiedlichen Frequenzen. Die magnetischen Momente in einem höherem Magnetfeld präzedieren schneller und die in einem niedrigerem langsamer (Abb. 4 [2]). Als Resultat fächert  $M$  auseinander und das in der Empfangsspule induzierte Signal verschwindet nach kurzer Zeit (für typische Feldinhomogenitäten von Untertagemessgeräten in der Regel im Bruchteil einer Millisekunde). Dieser Effekt, der dem  $T_2$ -Abklingverhalten überlagert ist, ist unerwünscht. Mit der CPMG-Sequenz kann der Einfluss der Feldinhomogenitäten reduziert werden und das eigentliche  $T_2$ -Abklingverhalten wird sichtbar.



**Abb. 4:** Erzeugen eines Spin-Echo-Signals. Nach einem  $90^\circ$ -Puls [1] fächert  $M$  auseinander [2], hier hauptsächlich durch Magnetfeldinhomogenitäten. Mit einem  $180^\circ$ -Puls zum Zeitpunkt  $\tau$  werden sämtliche Magnetisierungsanteile gespiegelt [3], laufen wieder zusammen [4] und erzeugen ein Spin-Echo-Signal zum Zeitpunkt  $2\tau$  [5].

Bei der CPMG-Sequenz wird eine gewisse Zeit  $\tau$  nach dem  $90^\circ$ -Puls ein weiterer Puls gesendet, der alle Magnetisierungsanteile um  $180^\circ$  dreht (Refokussierpuls, Abb. 4 [3]). Dadurch laufen die Magnetisierungsanteile wieder zusammen (Abb. 4 [4]) und nach der Zeit  $\tau$  sind alle Anteile wieder gleichgerichtet und erzeugen das Spin-Echo-Signal (Abb. 4 [5]). Es ist nur um den Betrag verringert worden, der von den Materialeigenschaften, nicht aber von Feldinhomogenitäten herrührt. Da die Magnetisierungsanteile in  $B_0$  kontinuierlich weiter präzedieren, kann dasselbe Verfahren mehrfach wiederholt und nach jedem Refokussierpuls ein Spin-Echo-Signal erzeugt werden (Abb. 5, oben). Das  $T_2$ -Abklingverhalten des untersuchten Materials ist durch den Echozug, der den zeitlichen Verlauf aller Echos bezeichnet, gegeben.

Da sich in dem untersuchten Material im allgemeinen verschiedene Flüssigkeiten in unterschiedlichen Arten und Größen von Poren befinden, sind viele verschiedene  $T_2$ -Komponenten im NMR-Signal zu finden. Diese Information wird als  $T_2$ -Verteilung dargestellt und umfasst in der Regel einen Bereich von mehreren  $100\mu\text{s}$  bis zu einigen Sekunden. Die  $T_2$ -Verteilung wird in einem nächsten Schritt petrophysikalisch interpretiert.

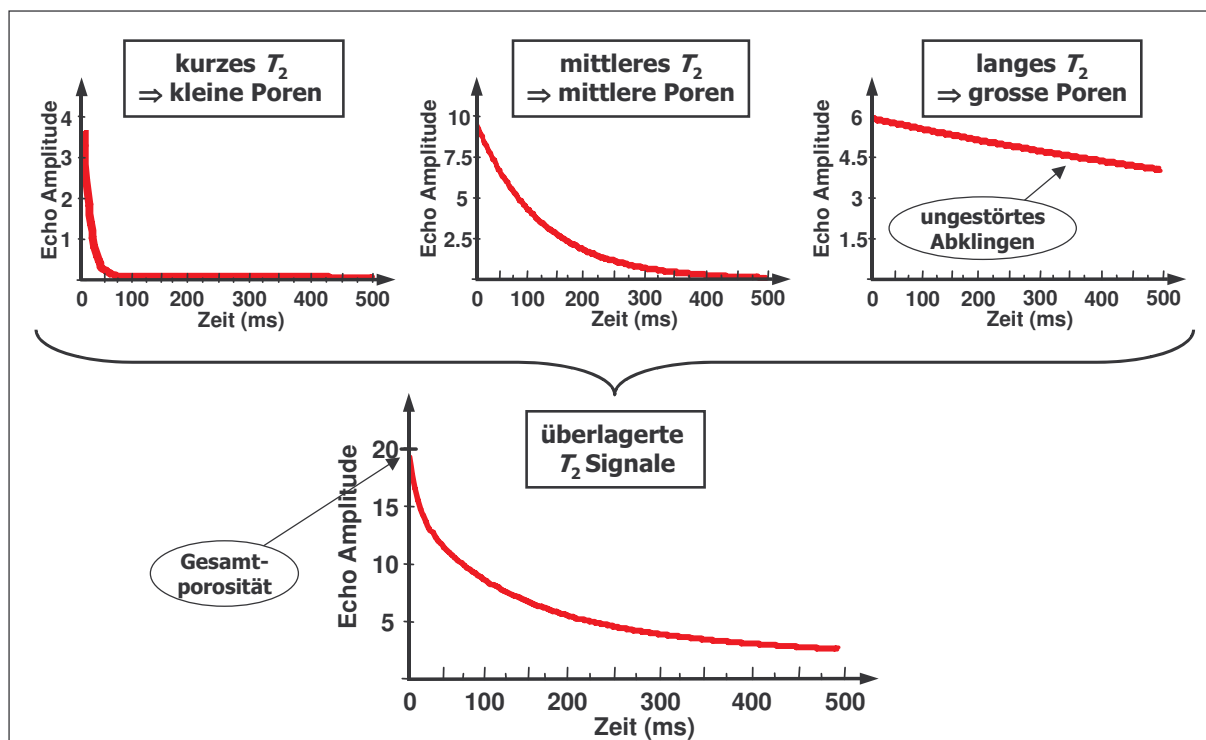


**Abb. 5:** Erzeugen eines Echozugs. Durch Wiederholen des  $180^\circ$ -Pulses wird eine Vielzahl von Spin-Echo-Signalen erzeugt, die einen Echozug bilden. Charakteristische Größe ist der Abstand  $T_E (= 2\tau)$  zwischen den Echos. Um das Material für das nächste NMR-Experiment vorzubereiten muss eine Wartezeit  $T_w$  verstreichen, in der sich das magnetische Moment wieder ausrichten kann. Die charakteristischen NMR-Zeitkonstanten  $T_1$  (Polarisationszeit) und  $T_2$  (longitudinale Abklingzeit) werden nach dem Experiment petrophysikalisch ausgewertet.

## INTERPRETATION VON NMR-MESSUNGEN

Bei der Interpretation von NMR-Messungen lassen sich Aussagen über die Porosität  $\phi$ , die Menge an gebundener  $\phi_{ir}$  ( $ir = irreducible$ ) und freier Flüssigkeit  $\phi_m$  ( $m = movable$ ), die Porengeometrie und die Permeabilität des Gesteins machen, sowie verschiedene Flüssigkeiten differenzieren und deren Diffusivität bestimmen.<sup>10,20,22,24</sup>

Die Porosität  $\phi$  wird aus der Stärke des Signals zum Zeitpunkt  $t=0$ s einer Echo-Sequenz bestimmt. Die Anfangssignalstärke des Echozugs ist proportional zur Anzahl der Protonen und damit mit dem Volumen korrelierbar, das Wasser und Kohlenwasserstoffe einnehmen.



**Abb. 6:** Zusammensetzung eines Echozugs. Signale mit verschiedenen  $T_2$ -Zeitkonstanten überlagern sich und werden als aufaddiertes Signal gemessen. Ist nur ein Flüssigkeitstyp (z.B. Wasser) in einem Gesteinstyp (z.B. tonfreier Sandstein) vorhanden, gibt das Abklingverhalten Auskunft über die Größenverteilung der Poren.

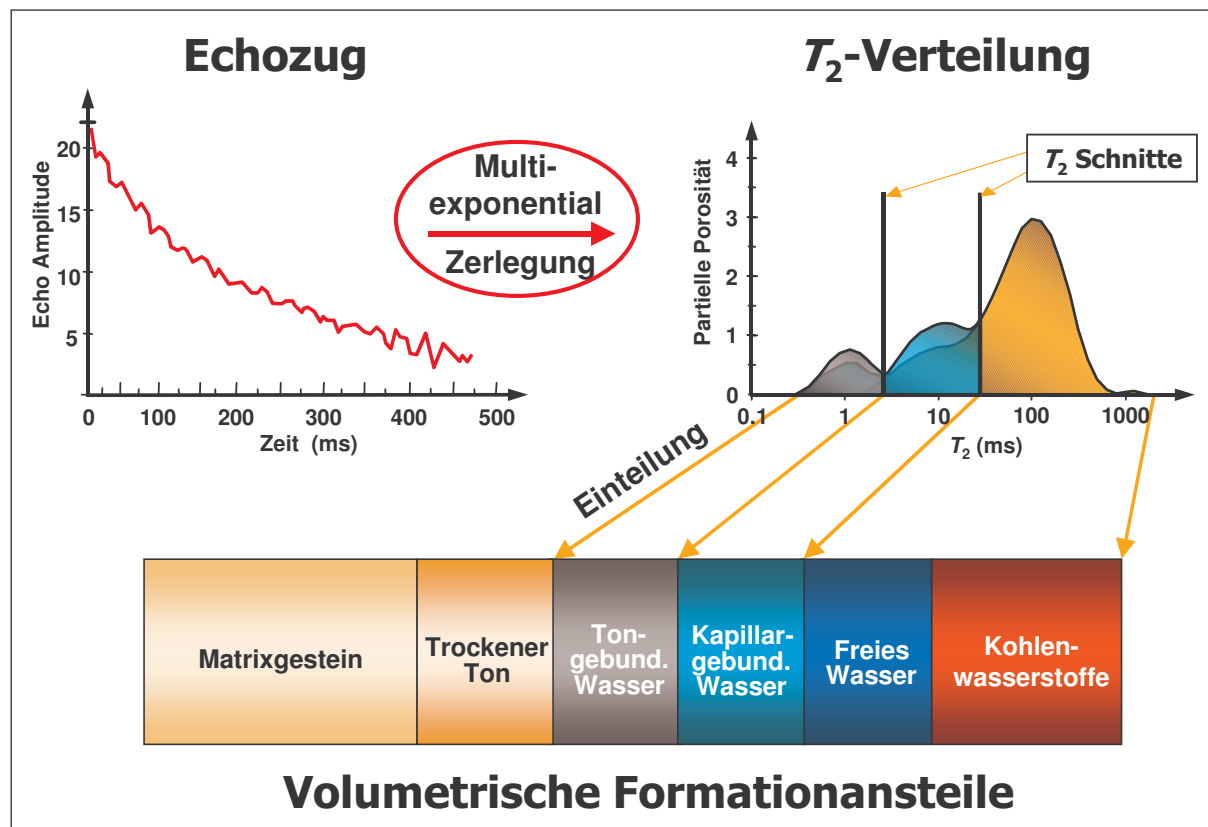
Die Information zu Porenräumen,  $\phi_{ir}$  und  $\phi_m$  werden unter Berücksichtigung verschiedener Effekte interpretiert. Die drei wichtigsten sind der Porenwandkontakt der Protonen (Surface Relaxation,  $T_{2S}$ ), die Eigenbewegung der Protonen im Magnetfeld (Diffusion Relaxation,  $T_{2D}$ ) und die Spin-Spin-Interaktionen (Bulk Relaxation,  $T_{2B}$ ).

Bei häufigem Kontakt mit der Porenwand verlieren die Kernspins Energie und der Echozug flacht früh ab (Abb. 6, links und Mitte). Wie häufig die Protonen an die Wände stoßen hängt v.a. von der Porengröße ab, wobei die Relaxationswahrscheinlichkeit von den vorherrschenden Mineralen bestimmt ist. Für den jeweiligen Gesteinstyp lässt sich so aus den Abklingzeiten eine Statistik zur Porenverteilung ableiten.

Diffusion bezeichnet die Eigenbewegung von Atomen und Molekülen, die durch die Brownsche Molekularbewegung hervorgerufen wird. Wandern bei einer NMR-Messung Atome und Moleküle in Regionen mit unterschiedlichem  $B_0$ , so unterstützt dies das Auseinanderlaufen der Spins und trägt zu einem schnelleren Signalabfall bei. Dieser Diffusionseffekt ist umso ausgeprägter, je beweglicher die Partikel des untersuchten Materials sind, je größer der Feldgradient von  $B_0$  ist, und je länger die Zeitspanne  $T_E$  zwischen den Refokussierpulsen ist. In porösen Medien spielt außerdem eine Rolle, inwieweit die Diffusion durch die Porenwände eingeschränkt wird.

Die Spin-Spin-Interaktion bezeichnet den grundlegenden Prozess, bei dem sich die Spins benachbarter Atome oder Moleküle beeinflussen. Dieser Vorgang ist dafür verantwortlich, dass, selbst wenn alle weiteren Effekte ausgeschlossen werden, ein

$T_2$ -Abfall nicht unendlich lang werden kann. Der Wert für  $T_{2B}$  ist für viele Materialien bekannt (Wasser bei Raumtemperatur und unter Normaldruck besitzt z.B. ein  $T_{2B}$  von 2-3s)<sup>11</sup>. Aus Abweichungen von diesem Wert, lassen sich, je nach Aufbau und Durchführung der Messung, Schlüsse auf die Diffusivität einer Flüssigkeit oder auf die Oberflächeneigenschaften des umgebenden Materials ziehen.



**Abb. 7:** Zerlegung und Interpretation eines Echozugs. Mithilfe einer Laplace-Transformation wird das Signal in verschiedene Exponentialkomponenten zerlegt, die die einzelnen Gesteins- und Flüssigkeitseigenschaften widerspiegeln. Im Falle von wassergefülltem Gestein wird die  $T_2$ -Verteilung als Beschreibung des Porenraums interpretiert und verschiedene Beiträge von kapillar-gebundem Wasser, ton-gebundem Wasser (zusammen  $\phi_{ir}$ ) und freiem Wasser  $\phi_m$  werden abschnittsweise zusammengefasst. Mit Ausnahme von sehr leichten und sehr schweren Kohlenwasserstoffen wie Gasen und Teeren haben Kohlenwasserstoffe in der Regel große  $T_2$ -Werte.

Die effektive  $T_2$ -Abklingzeit setzt sich aus den drei Effekten wie folgt zusammen:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2D}} + \frac{1}{T_{2S}}. \quad (2)$$

Daraus folgt, dass jeweils die kleinste der Abklingzeiten den größten Einfluss auf  $T_2$  hat und  $T_2$  immer kleiner als der kleinste Wert von  $T_{2B}$ ,  $T_{2D}$  und  $T_{2S}$  ist. Für die Auswertung bedeutet dies, dass die Komponente am exaktesten untersucht werden kann, die den Abklingprozess am stärksten beschleunigt.

Analoges gilt für die Polarisationszeit  $T_1$ :

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1B}} + \frac{1}{T_{1S}}. \quad (3)$$

Im Gegensatz zu  $T_2$  hat die Diffusion keinen Einfluss auf die Ausrichtung der Spins. Lediglich Oberflächenkontakt kann zu einer Beschleunigung der Polarisation führen.

Es ist einleuchtend, dass der Oberflächeneinfluss speziell in kleinen Poren überwiegt. Daraus lässt sich das Konzept ableiten,  $T_1$ - und  $T_2$ -Verteilungen in verschiedene Bereiche einzuteilen. Anteile mit kleinen Zeiten werden kleinen Poren zugeordnet, große Zeiten großen Poren. Berücksichtigt man weiter, dass die Flüssigkeiten in kleinen Poren stark kapillar gebunden sind, ergibt sich eine Zuordnung zu gebundener und freier Flüssigkeit (Abb. 7).

Aus weiterführenden Untersuchungen zum Durchflussverhalten poröser Gesteine wurden Formeln für die Berechnung der Permeabilität  $k$  abgeleitet.<sup>6</sup> Zwei Ansätze haben sich durchgesetzt. Das Modell nach Coates (Free Fluid Model):

$$k = \left(\frac{\phi}{c}\right)^a \cdot \left(\frac{\phi_m}{\phi_{ir}}\right)^b, \quad (4)$$

und das Modell nach Schlumberger (Mean  $T_2$  Model):

$$k = c \cdot \phi^a \cdot (T_{2,mean})^b \quad (5)$$

mit den semi-empirisch bestimmten Standardwerten  $a = 4$ ,  $b = 2$ ,  $c = 10$  und  $T_{2,mean}$  als Mittelwert der  $T_2$ -Verteilung.

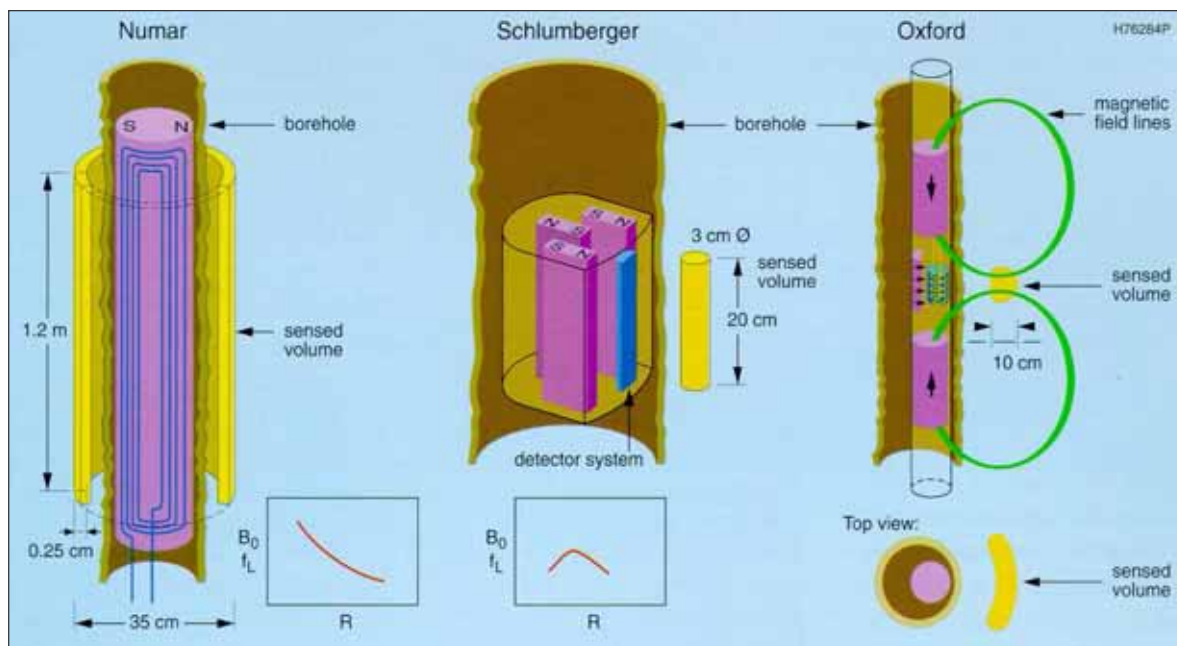
Andere Auswertetechniken verknüpfen die  $T_2$ -Verteilung mit Flüssigkeitseigenschaften.<sup>1</sup> Es werden z.B. verschiedene Typen von Kohlenwasserstoffen und Wasser bestimmt und die Viskosität des Kohlenwasserstoffes berechnet.<sup>5</sup> In der Praxis werden NMR-Messungen auch oft zusammen mit anderen formationsbewertenden Messverfahren interpretiert, wie z. B. die Bestimmung von Sättigungsprofilen, bei denen der relative Porengehalt für Wasser und Kohlenwasserstoffe berechnet wird.<sup>15,23</sup>

## HARDWARE KONZEPTE

Grundsätzlich stellt der Einsatz eines NMR-Untertagemessgerätes erhöhte Anforderungen an das Design. Viele Konzepte, die sich in Labormessungen seit langem etabliert haben, können nicht problemlos übernommen werden.

Im Gegensatz zu medizinischen Geräten muss eine NMR-Bohrlochmessung ungleich höheren Anforderungen gerecht werden. Die wichtigsten Punkte sind:

- Unterbringung auf kleinstem Raum: ein typischer Bohrerlochdurchmesser liegt im Bereich 15 bis 25cm
- Funktionieren unter widrigen Umwelteinflüssen bei Temperaturen bis 180°C und Drücken bis 1400bar
- Plazieren des Messvolumens außerhalb des Messgerätes in mindestens einigen cm Tiefe in der Gesteinsformation
- Messen von NMR-Signalen in einem nicht vermeidbaren inhomogenen Feld



**Abb. 8:** Gegenüberstellung verschiedener NMR-Untertagemesskonzepte.<sup>21</sup>

Drei im wesentlichen unterschiedliche Sensorkonzepte wurden für die Anwendung als Logging-Messgeräte entwickelt. Abb. 8 zeigt eine Gegenüberstellung dieser Prinzipien.

1. Numar Design (Abb. 8, links):

Das statische Magnetfeld  $B_0$  wird bei diesem Konzept durch einen Permanentmagneten erzeugt, der senkrecht zur Bohrlochachse magnetisiert ist. Das Hochfrequenzfeld  $B_{HF}$  wird durch eine Antennenspule erzeugt, deren Achse senkrecht zur Bohrlochachse und senkrecht zur Feldrichtung des Permanentmagneten steht. Die Überlagerung beider Felder ergibt eine Messzone, die wie ein schmalwandiger Hohlzylinder um das Bohrloch angeordnet ist. Die Richtung der Felder ist zwar an jedem Punkt am Umfang eine andere, aber  $B_0$  und  $B_{HF}$  stehen immer senkrecht aufeinander. Die Feldstärke ist so gewählt, daß eine Larmorfrequenz von ca. 500kHz erzeugt wird.

2. Schlumberger Design (Abb. 8, Mitte):

Bei diesem Design sind drei Stabmagnete so angeordnet, daß sich vor dieser Anordnung ein Bereich mit geringem magnetischem Feldgradienten ausbildet. Die Antennenspule befindet sich vor den Magneten am Außendurchmesser des Messgeräts und erzeugt ein Hochfrequenzfeld, welches in der Messzone im wesentlichen orthogonal zum statischen Magnetfeld ist. Das Messgerät wird mit dem Sensorbereich an die Bohrlochwand gedrückt und ist somit ohne größere Umbauten für verschiedene Bohrungsdurchmesser anwendbar. Da das Messgerät einen geringen, nicht konstanten Feldgradienten besitzt, ist es für Messungen der Diffusivität nicht gut geeignet.



### 3. Modifiziertes Jackson Design (Abb. 8, rechts):

Das dritte Konzept beruht im wesentlichen auf einer Konstruktion, die Jackson in den frühen 80er Jahren in Los Alamos entwickelt hat.<sup>9</sup> Zwei Permanentmagneten sind mit ihren Polen gegeneinander gestellt und erzeugen in der Messzone ein radial nach außen gerichtetes Magnetfeld. Das Hochfrequenzfeld wird hierbei von einer Antenne erzeugt, welche zwischen den Permanentmagneten in Richtung der Bohrlochachse angeordnet ist. Dieses Konzept wurde von Oxford Instruments durch eine zusätzliche Fokussierung des statischen Feldes modifiziert, um es als Wireline-Messgerät mit Wandkontakt einzusetzen. Dieser Typ wurde bisher nicht kommerziell verwendet.

## **INTEGRATION VON NMR-MESSGERÄTEN IN DEN BOHRSTRANG**

Seit einigen Jahren findet eine zunehmende Anwendung von Messverfahren, die ursprünglich am Wireline eingesetzt wurden, während des eigentlichen Bohrprozesses statt. Beispiele sind Leitfähigkeitsmessverfahren und nukleare Messverfahren wie Gamma-Dichte und Neutronen-Porosität, die heute mehr und mehr als MWD/LWD (Measurement While Drilling/Logging While Drilling) verwendet werden.

Jüngste Entwicklungen auf dem Gebiet der MWD/LWD-Systeme beschäftigen sich mit der Integration von NMR-Messverfahren in den Bohrstrang. Die Motivation ist, möglichst wenig Zeit für das nachträgliche Vermessen des gebohrten Loches zu verwenden. Daten, die während des Bohrens gemessen werden, sind früher verfügbar und erfordern keinen zusätzlichen Zeit- und Logistikaufwand.

Ein großer Vorteil der MWD/LWD Messung besteht darin, dass alle Daten in einem neugebohrten Bohrloch gemessen werden. Der Einfluss der Bohrspülung auf die Formation, z.B. das Verdrängen der ursprünglichen Formationsflüssigkeit durch Spülungsbestandteile, hat noch nicht lange andauert und die NMR-Messung, die ohnehin dicht an der Bohrlochwand durchgeführt wird, findet in der noch relativ unveränderten Formation statt. Ausbrüche in der Bohrlochwand, die nach einiger Zeit auftreten können und dazu führen, dass Bohrspülung in den Messbereich der NMR-Instrumente kommt, sind seltener, so dass die NMR-Messungen dadurch kaum beeinträchtigt werden.

Die Probleme des Einsatzes von NMR-Messgeräten während des Bohrens sind vor allem durch die Bewegungen des Bohrstranges verursacht. Durch den sequentiellen Charakter der Messung haben alle Veränderungen der Randbedingungen einen negativen Einfluß auf das Ergebnis. Vor allem sind Veränderungen des statischen Magnetfeldes in der Formation, die durch Relativbewegungen des Magneten zum Bohrloch verursacht werden, schädlich.

Weiterhin gibt es eine Reihe von Restriktionen, die aus der Verwendung des NMR-Messgerätes als lasttragendes Teil des Bohrstrangs resultieren. Der verfügbare Bauraum für Magnete, Antennen und Elektronik ist limitiert durch die Querschnitte, die zum Spülungstransport benötigt werden und durch die mechanische Konstruktion, die bestimmten Lastanforderungen genügen muss.

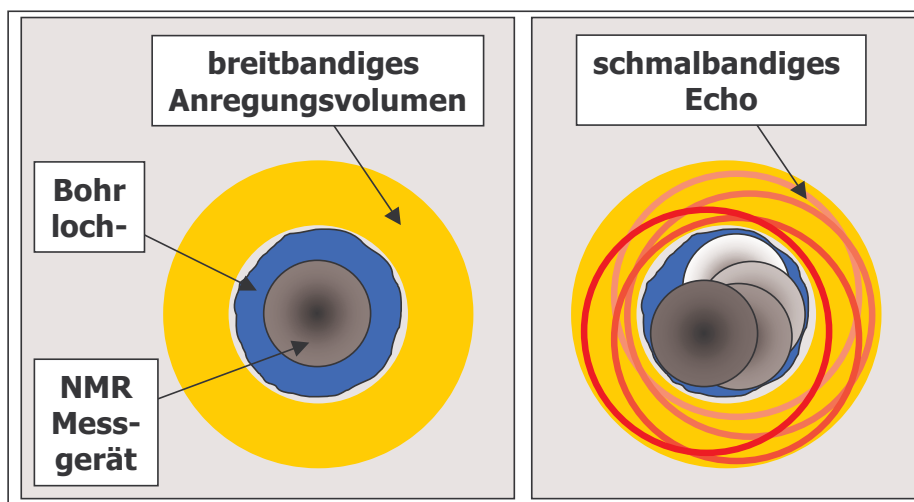


## ANGEWENDETE MESSVERFAHREN

Es gibt grundsätzlich zwei verschiedene Messverfahren, die während des Bohrens angewendet werden können, um den Einfluss der Bewegung des Messgerätes auf das Ergebnis zu minimieren.

### Optimierte MWD- $T_1$ -Messung

Bei diesem Verfahren wird ein relativ großer Bereich der Formation durch einen breitbandigen HF-Puls magnetisch gesättigt (Abb. 9, links). Das so vorbereitete magnetische Moment in der Formation richtet sich in der folgenden Zeitperiode wieder in Richtung des statischen Magnetfeldes aus. Dieser Vorgang erfolgt mit der von der Porengröße und Flüssigkeit abhängigen Zeitkonstanten  $T_1$ .



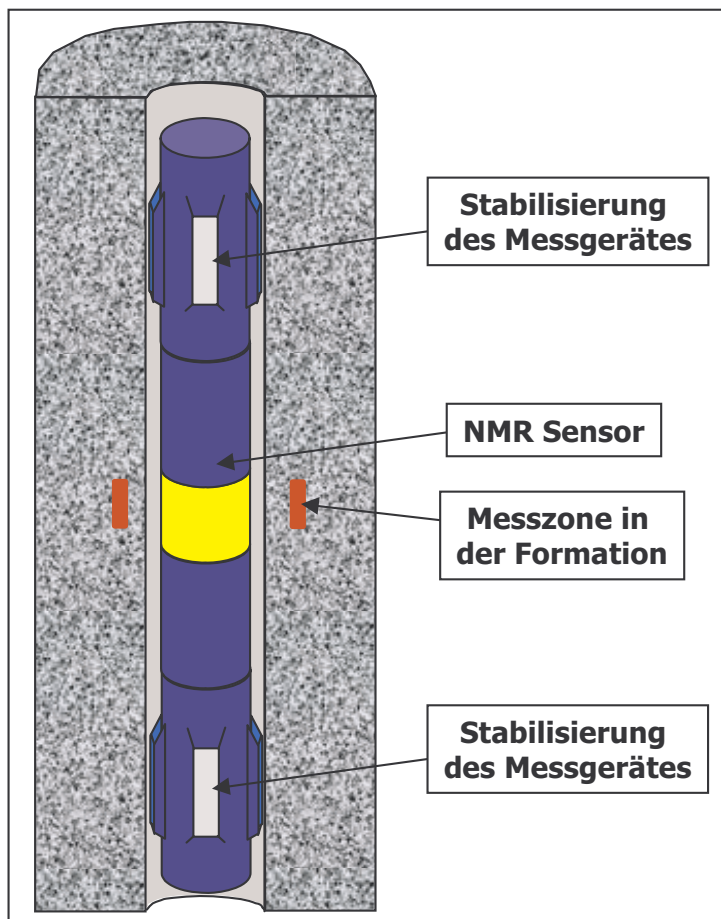
**Abb. 9:** Skizze der MWD- $T_1$ -Messung (Schnitt durch das Bohrloch). Das magnetische Sättigen geschieht mit einem breitbandigen HF-Puls, der ein großes Volumen erfasst. Eine schmalbandige CPMG-Sequenz erzeugt ein Echo in einem kleinen Volumen, das komplett innerhalb dem ursprünglich angeregten Volumen liegt.<sup>16</sup>

Nach der Sättigung werden in bestimmten zeitlichen Abständen Messungen der momentan vorliegenden Magnetisierung durchgeführt. Hierzu wird nach einer Wartezeit  $T_W$  eine CPMG-Sequenz mit einem oder mehreren Echos gemessen. Diese gesamte Messsequenz wird mehrfach für verschiedene  $T_W$  wiederholt, um den gesamten  $T_1$ -Zeitbereich abzudecken und zu analysieren. Aufgrund der schmalbandigen Anregung liegt der Messbereich komplett innerhalb der ursprünglich gesättigten Zone (Abb. 9, rechts). Durch die Kürze der Einzelsequenz (wenige Echos) wird sichergestellt, dass die stattfindende Bewegung keinen großen Einfluß auf die Messung hat.

Das beschriebene Verfahren vermeidet die Bewegungseinflüsse recht gut, hat aber den Nachteil, dass die Messung durch die Akkumulation der Wartezeiten lange dauert. Das  $T_1$ -Messverfahren nimmt außerdem weniger Messwerte als das  $T_2$ -Messverfahren auf, was die statistische Genauigkeit der Messung reduziert.

### Optimierte MWD- $T_2$ -Messung

Das  $T_2$ -Messverfahren kann eingesetzt werden, wenn die Bewegungen zwischen Sensor und geologischer Formation minimiert werden und der Echoabstand  $T_E$  so klein wie möglich gehalten wird.



**Abb. 10:** Skizze der MWD- $T_2$ -Messung. Durch ein aktives Stabilisieren des Messgerätes im Bohrloch werden die Bewegungseinflüsse des Bohrvorgangs soweit reduziert, dass eine  $T_2$ -Messung erfolgreich durchführbar ist.

Die Arbeitsgruppe bei Baker Hughes INTEQ hat in umfangreichen Simulationen und Tests nachgewiesen, dass eine  $T_2$ -Messung während des Bohrens möglich ist, wenn die Bewegungsamplitude und -frequenz bestimmte Grenzwerte nicht überschreiten. Ein kurzes  $T_E$  verhindert, dass sich das Magnetfeld zwischen den HF-Pulsen stark ändert, und eine Stabilisierung des Messgerätes reduziert die Bewegungseinflüsse des Bohrvorgangs (Abb. 10). Der Aufwand für ein  $T_2$ -Messgerät ist entsprechend hoch, da für die meisten Bohrbedingungen eine aktive Stabilisierung erforderlich ist und ein möglichst geringer magnetischer Feldgradient in der Messzone vorhanden sein sollte.

Sind diese Punkte erfüllt, ist die  $T_2$ -Messung der  $T_1$ -Messung in einigen grundlegenden Aspekten überlegen. Mit der  $T_2$ -Messung werden in kürzerer Zeit mehr Messpunkte aufgenommen. Das erhöht die statistische Genauigkeit der Messung und erlaubt höhere Verfahrensgeschwindigkeiten der Wirelinemessgeräte. Die

$T_2$ -Messung hat sich als Standardverfahren durchgesetzt und eine große Akzeptanz gefunden. Viele der verfügbaren Interpretationsverfahren sind einfach auf die MWD/LWD Anwendung übertragbar und liefern Ergebnisse, die denen der Wireline-Messgeräte entsprechen.

## ZUSAMMENFASSUNG

NMR hat sich einen festen Platz in der Reihe der petrophysikalischen Messmethoden, die zur Formations- und Lagerstättencharakterisierung genutzt werden, erobert. Parameter wie Porosität, Fluideigenschaften, Porenraumverteilung und Permeabilität des Gesteins werden mit der NMR zugänglich.

Die technisch sehr anspruchsvolle NMR-Methode unterliegt der ständigen Weiterentwicklung. Mit der Einführung der MWD-NMR-Messgeräte ist ein weiterer Meilenstein in der Geschichte der geophysikalischen Anwendung dieser Technik erreicht. Mit der MWD-Technik werden NMR-Messungen in kurzem Abstand hinter dem Bohrmeißel möglich. Dadurch werden Verfälschungen der Messergebnisse durch Veränderungen der Formation im bohrlochnahen Bereich, wie der Verdrängung des ursprünglichen Porenraumfluides durch Bohrlochspülung, minimiert. Die MWD-NMR-Technik unterliegt im Gegensatz zur Wireline-Technik starken Bewegungseinflüssen. Die Auswirkungen von bohrprozessbedingten Bewegungen auf das NMR-Signal wurden mit Hilfe von Simulationen untersucht. Labor- und Feldtests bestätigen die Ergebnisse, die Grundlage der Messgeräteentwicklung sind.

## LITERATUR

1. AKKURT, R., et al. (1998): Enhanced Diffusion: Expanding the Range of NMR Direct Hydrocarbon-Typing Applications. – 39<sup>th</sup> Annual Logging Symposium Transactions, Society of Professional Well Log Analysts, Paper GG.
2. BLOCH, F. & RABI, I.I. (1945): Atomes in Variable Magnetic Fields. – Review of Modern Physics, Vol. 70: 474.
3. BROWN, R.J.S. & GAMSON, B.W. (1960): Nuclear Magnetism Logging. – Journal of Petroleum Technology, Vol. 12, Nr. 8: 199-207.
4. CARR, H.Y. & PURCELL, E.M. (1954): Effects of Diffusion on Free Precession in Nuclear Magnetic Resonance Experiments. – Phys. Rev., 94: 630-638.
5. CHEN, S., et al. (1998): Estimation of Hydrocarbon Viscosity with Multiple TE Dual Wait-Time MRIL Logs. – 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, Paper SPE 49009.
6. COATES, G.R., et al. (1999): NMR logging: Principles and Applications. – Gulf publishing Company, Houston, Texas; 234 S.
7. FUKUSHIMA, E. & Roeder, S.B.W. (1981): Experimental Pulse NMR: A Nuts and Bolts Approach. – Addison-Wesley Publishing Company, Reading, Massachusetts, U.S.A.
8. HAHN, E.L., (1950): Spin Echoes. – Phys. Rev., 80: 580-594.
9. JACKSON, J.A. (1984): Nuclear Magnetic Resonance Well Logging. - The Log Analyst, Vol. 25, Nr. 5: 16-30.

10. KENYON, W.E. (1992): Nuclear Magnetic Resonance as a Petrophysical Measurement. – Nuclear Geophysics, Vol. 6, Nr. 2:153-171.
11. KLEINBERG, R. L. & VINEGAR, H. J. (1996): NMR Properties of Reservoir Fluids. – The Log Analyst, Vol. 37, Nr. 6: 20-33.
12. MEIBOOM, S. & GILL, D. (1958): Modified Spin-Echo Method for Measuring Nuclear Relaxation Times. – Rev. Sci. Instrum., 29: 688-691.
13. MILLER, M.N., et al. (1990): Spin-Echo Magnetic-Resonance Logging – Porosity and Free-Fluid Index. – 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, Paper SPE 20561.
14. MORRIS, C.E., et al. (1996): Operating Guide for the Combinable Magnetic Resonance Tool. – The Log Analyst, Vol. 37, Nr. 6: 53-60.
15. OSTROFF, G.M., et al. (1999): Integration of NMR and Conventional Log Data for Improved Petrophysical Evaluation of Shaly Sands. – 40<sup>th</sup> Annual Logging Symposium Transactions, Society of Professional Well Log Analysts, Paper OOO.
16. PRAMMER, M.G., et al. (2001): Echoes While Drilling. – Hart's E&P, June 2001: 75-77.
17. PRAMMER, M.G., et al. (2000): Field Test of an Experimental NMR LWD Device. – 41<sup>th</sup> Annual Logging Symposium Transactions, Society of Professional Well Log Analysts, Paper EEE.
18. PRAMMER, M.G., et al. (1998): A New Multiband Generation of NMR Logging Tools. – 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, Paper SPE 49011.
19. PURCELL, E. M., et al. (1946): Resonance Absorption by Nuclear Magnetic Moments in a Solid. – Phys. Rev., 69: 37.
20. SEEVERS, D.O. (1966): A Nuclear Magnetic Method for Determining the Permeability of Sandstone. – 7<sup>th</sup> Annual Logging Symposium Transactions, Society of Professional Well Log Analysts, Paper L.
21. SPWLA SHORT COURSE MATERIAL (1995): NMR Logging – The New Measurement. – Short Course, Paris, France, June 26, 1995.
22. STRALEY, C., et al. (1995): NMR in Partially Saturated Rocks: Laboratory Insights on Free Fluid Index and Comparison with Borehole Logs. - The Log Analyst, Vol. 36, Nr. 1: 40-56.
23. THERN, H.F. & CHEN, S. (1999): DDTW – A Method for Gas Reservoir Evaluation Using Dual Wait-Time NMR and Density Log Data. – 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, Paper SPE 56792.
24. TIMUR, A. (1969): Pulsed Nuclear Magnetic Resonance Studies of Porosity, Movable Fluid and Permeability of Sandstones. – Journal of Petroleum Technology, Vol. 21, Nr. 6: 775-786.



## Rock Physics in Seismic Reservoir Characterization

Angelika Wulff, Hans Martens and Paul van Riel  
Jason Geosystems, Rotterdam, The Netherlands

### 1. Abstract

The goal of 3D quantitative, integrated seismic reservoir characterization is to produce 3D models of the earth containing information on parameters such as lithology, porosity and fluid fill. Modern seismic reservoir characterization is moving into the prestack seismic domain and is using inversion to recover shear impedance in addition to acoustic impedance to provide additional input to determine these reservoir parameters. Rock physics is of key importance in several steps of the reservoir characterization process. First of all, rock physical and petrophysical relations are used in the interpretation of logging and core data. From logs the fluid content (e.g., brine, live oil), lithology fractions (e.g., shaley sands, oil sands) and rock properties (e.g., density, porosity) are evaluated. Theoretical rock models calibrated on measured log data can be used to quality control and correct logs and to synthesize logs. This is particularly important for shear logs, which are often missing, of poor quality, or incomplete. The generated consistent elastic parameter log suite can then be included in a comprehensive (AVO) inversion of seismic data.

In addition to consistent elastic logs, rock physical relations provide a link between seismic properties (as acoustic and shear impedance) and lithological reservoir properties. These relations may be empirically deduced from log or core data of the area, based on statistical relations, or on deterministic rock models. This enables the quantitative inversion of seismic data in terms of reservoir properties such as porosity.

The rock models that are commonly used can describe rocks consisting of sand and shale matrices with various microstructures and pore spaces. In addition, simple relations for mixtures and bounds of velocities and moduli may be used. Most often the Gassmann relation is applied to include the (low frequency) fluid saturation effects. The highly variable pore fluid properties are estimated with fluid models. More sophisticated rock models allow incorporation of other lithologies than sand and shale.

Rock models are also fundamental in seismic modeling and seismic feasibility studies. These are of high value e.g. as pre-studies for time-lapse seismic reservoir monitoring. The modeling of the changes of the seismic parameters and signatures due to reservoir changes (e.g. water flooding, compaction) can be determined using rock physical relations. They can quantitatively describe the influence of pore fluids variations, of changes of temperature and pressure conditions, and changes of the rock matrix on the seismic properties.

Issues important to further improving seismic modeling and reservoir characterization include proper handling of anisotropy and attenuation, and these must also be addressed in rock physics modeling. The correct description of anisotropy is of increasing importance to handle logs from strongly deviated horizontal wells and shale lithologies. Attenuation is still mainly seen as 'noise' that has to be corrected for, whereas the real challenge is to use attenuation as additional lithological parameter. Further challenges within rock physics modeling are to handle scale and frequency effects, i.e. the correct up-scaling of log based data to seismic data scale and frequency ranges.



## 2. The role of rock physics in integrated, quantitative reservoir characterization and feasibility modeling studies

In reservoir characterization multi-disciplinary teams work to bring together a wide variety of data. The added value of this integration process is maximized in terms of achieved resolution, reliability and accuracy if all disciplines contribute to developing a unified model. These unified models form the basis for economic evaluation and developing exploration, field appraisal, development and production drilling plans.

The best basis for such a unified model are rock properties that can be directly derived from seismic data such as acoustic and shear impedance. Impedance (or derived properties such as the Lamé parameters) have the following advantageous properties:

- Seismic data primarily measures the response of impedance contrasts, so that there is a clear link between impedance and seismic data.
- Modern modeling and inversion methods allow impedance models to be built driven by a (sequence stratigraphic) geologic model that captures geologic and well log information. Such impedance models contain all the information carried by the seismic data. By removing complicating factors caused by the seismic wavelet and by using the geologic model information content, accuracy and resolution may be considerably enhanced relative to the seismic data.
- Impedance is a rock property and at the well can be directly derived from measured or synthesized logs. This also implies that impedance derived from seismic data through calibrated inversion can be directly compared to well data to measure inversion reliability.
- Impedance is a layer property, whereas seismic amplitudes are attributes of layer interfaces. As a layer property, impedance facilitates geologic interpretation. Interpretation of impedance is further facilitated by the direct link to well data, as well logs also measure layer properties.
- Impedance is closely related to porosity, pore fill and lithology. Once these relationships are determined, impedance can serve as the basis for developing detailed 3D facies and quantitative reservoir property models.
- Impedance, being a layer property, is the ideal basis for the application of fast and accurate volume interpretation methods. Target reservoir bodies can be rapidly delineated in 3D.

Latimer et al. (2000) further discuss the use of impedance as a superior basis for interpretation. The above benefits are now widely recognized and have driven the fast growth of impedance based integrated, quantitative reservoir characterization over the last decade.



Rock physics plays a key role in impedance based quantitative reservoir characterization. It provides the link between petrophysics and elastic parameters (P- and S-wave impedance and density). As such, it provides critical input to drive modern inversion methods that generate impedance volumes calibrated to well control. Further, rock physics provides the basis for developing the relationships that relate the seismic derived impedances to key reservoir properties such as porosity and pore fill and to lithology.

A quickly evolving new application in reservoir characterization is reservoir monitoring using time lapse seismic data. Costs of these studies are high as they involve the acquisition and processing of several seismic surveys. Feasibility analysis is therefore of key importance to assess the viability of time lapse based reservoir monitoring. Such feasibility studies are based on modeling the impact of fluid, pressure and possibly other changes in the reservoir on seismic data. Rock physics modeling provides the basis for determining the impact of these reservoir changes on the elastic parameters, which can then be taken into seismic modeling. Similarly rock physics modeling is used in AVO feasibility studies where new acquisition or AVO reprocessing is being considered.

In the following these applications of rock physics modeling are discussed in more detail.

## **2.1 Rock physics in the quantitative reservoir characterization workflow**

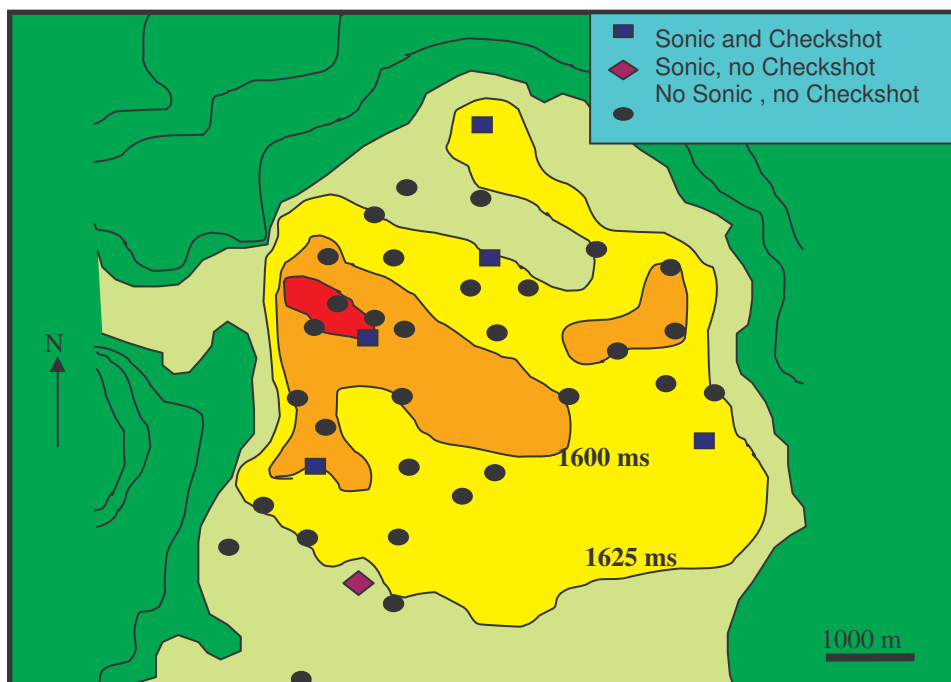
A critically important step in quantitative impedance based reservoir characterization is to tie well data to the seismic data. Sitting between the well data and the seismic data is a seismic wave propagation model based on the earth elastic parameters (P- and S-wave impedance and density) and the propagating wavelet. Typically the convolutional model is used for this purpose, expanded with the Aki-Richards or Zoeppritz relations if AVO effects are to be accounted for. A key step in achieving the well tie is to estimate the propagating wavelet given the elastic parameters at the well. After inversion, the seismic derived elastic parameters can be quality controlled at well control points to establish the reliability of the inversion. Further, for example by modeling the impact of different lithology and fluid scenarios, elastic log suites play a key role in interpreting impedance volumes.

Elastic log suites are therefore a must-have requirement in a quantitative reservoir characterization study. Where not available or of poor quality they can be generated with rock physics modeling. In addition rock physics modeling is used to evaluate different scenarios. In the following we illustrate the need for and application of rock physics modeling in field data examples.

### Missing data

For quantitative reservoir characterization we need full elastic log suites at the wells. These generally are not fully available, even for poststack seismic studies where we can often limit ourselves to P-wave sonic and density logs. For prestack AVO and time lapse studies we also need S-wave logs, and acquisition of these logs is quite limited or not done at all. Figure 1 illustrates the problem for a production field study. The study is described by Sams et al. (1999). The key study objective was to develop

a highly detailed reservoir model with geostatistical modeling and inversion, the tie in of all well data was required. As shown, the required data is missing in the majority of wells. These have been synthesized through rock physics modeling.

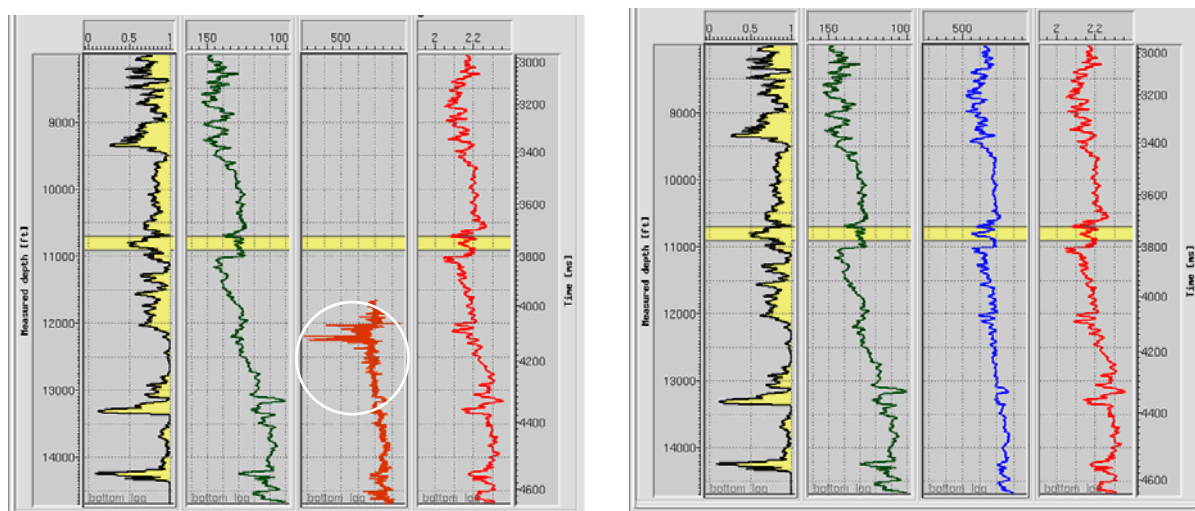


**Figure 1.** Available P-wave sonic logs and check shot data for a production field study. S-sonic data was not available at all.

#### Replacement of poor data

In many cases, due to poor hole conditions, tool problems, mud invasion or other causes, measured elastic logs are of poor quality or parts may be missing. In such cases rock physics modeling may be used to replace poor logs and fill in missing gaps. Figure 2 (From Anderson & Bogaards, 2000) illustrates this point.

Figure 2 shows that the S-sonic log is missing in part and, as indicated by the highlighted area, clearly has a poor data zone. The right panel shows the S-sonic log after replacing poor and missing data zones with log data obtained from rock physics modeling. In this way full log suites are obtained, extending significantly above and below the zone of interest, to allow full use to be made of the seismic.



**Figure 2.** The left panel shows measured P-sonic, S-sonic and density log curves. The right panel shows the S-sonic log after replacing missing and poor data log sections with modeled log data obtained with rock physics modeling. The highlighted band shows a reservoir zone of interest.

### Interpretation of results

Seismic data (impedances, amplitudes) and the amplitude variation versus offset (AVO) are directly dependent on intrinsic elastic rock parameters such as effective rock moduli and density, as well as the rock anisotropy and attenuation. An understanding of the relationship of these parameters and lithological properties such as mineral contents, porosity, structure, saturation is necessary for the quantitative interpretation of elastic parameters derived from seismic data in terms of lithological information.

Rock physical relations and models provide one basis for correlating elastic rock properties with each other and with lithological parameters. (Multi-variate statistics and neural networks lead to alternative approaches).

Empirical correlations, e.g. between P- and S-wave velocities, or P-wave velocity and porosity and clay content, found from logs and cross plots and core data are most often used when these data are available. A set of empirical relations based on log data and laboratory investigations are found in literature for common rocks (e.g. Han's relations, 'mudrock line', Greenberg-Castagna's relation; see Mavko et al., 1998, for details).

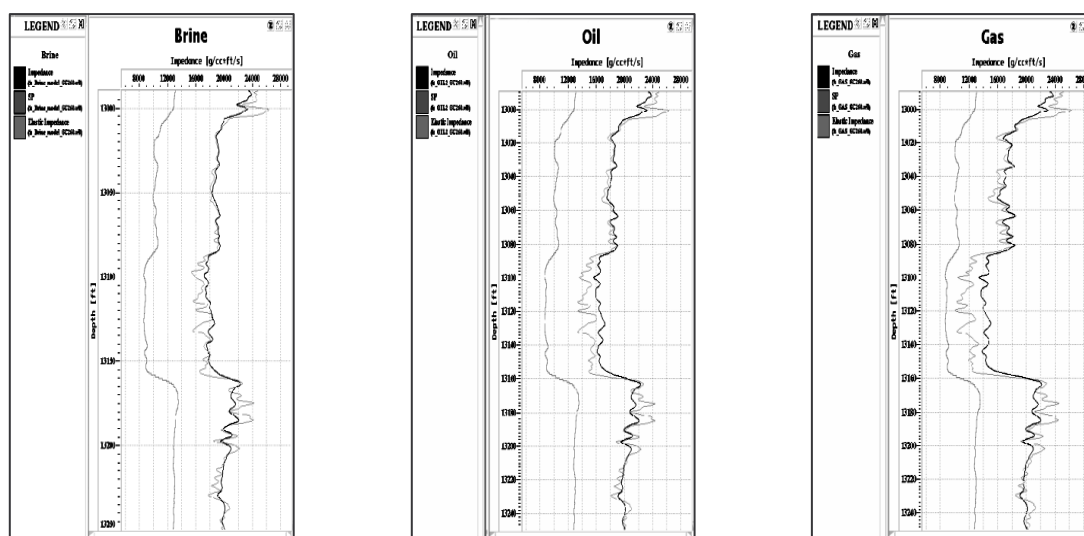
A rock physics model has the advantage that it can comprehensively describe more complex relationships between the lithological and the elastic parameters. It also allows the reasonable extrapolation to data that are not covered by the available logs/core data and thus estimation of seismic parameters for different lithologies, different environmental conditions (e.g. pressure), and different saturations.

The rock model or relationship has to be inverted to obtain the lithological information from elastic parameters inverted from seismic data. Since most models cannot be inverted explicitly, model predictions for sets of lithological parameters are compared to the data from the inversion. The predictions are most often for a wide range of lithological parameters or probability distributions. The method also allows inclusion of data uncertainties and correlation lengths, thus providing for a model based geo-statistical approach.

### Modeling different scenarios for interpretation

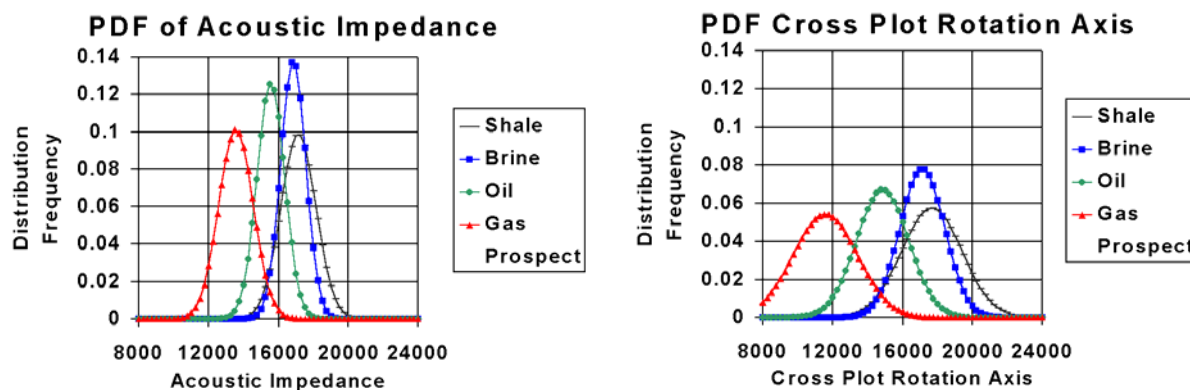
Particularly in exploration, appraisal and early development when well control is limited, it is important to establish models of the lithologies and fluids that might be encountered to guide interpretation and analysis. Rock physics modeling is the prime tool to establishing such models. Figure 3, also from Anderson & Bogaards (2000), shows an example of modeling the impact of different fluid scenarios at different depths on acoustic and elastic impedance logs. Notice the enhanced contrast changes with fluid changes for elastic impedance relative to acoustic impedance.

As a first step in the modeling, the selected rock physics model is calibrated to the available well control.



**Figure 3.** Typical of fluid substitution modeling to determine the effect of different pore fill on impedance. Within each panel, the logs from left to right are SP, acoustic impedance and elastic impedance respectively.

After establishing these models for the different target sands, statistical distributions were established to get an understanding of the discrimination power of impedance for sand versus shale and the different fluid possibilities. Figure 4 shows these distributions, first for the case of acoustic impedance. Clearly acoustic impedance has little discrimination power between shale and brine and oil sands. To analyze if elastic parameter information recovered with AVO inversion can improve discrimination power, the elastic parameter logs are used to rotate the data along an optimally discriminating elastic impedance axis (see Anderson & Bogaards for details). Clearly discrimination power is improved.



**Figure 4.** Statistical analysis of discrimination power using the rock physics modeling results. Left figure: probability density functions using only acoustic impedance. Right figure, probability density functions along an optimally discriminating axis derived from the elastic parameter log suites.

These type of well level scenario studies critically rely on rock physics modeling to generate the necessary data.

## 2.2 The role of petrophysics

In the above we have discussed the critical importance of reliable rock physics modeling in quantitative reservoir characterization. Reliable rock physics modeling requires good input data, and this is provided by a petrophysical study. We specially emphasize this step. In our experience we often get log data sets that have gone through petrophysical editing and analysis, and are therefore assumed to be adequate for purposes of integrated quantitative reservoir characterization. Unfortunately this assumption is seldom correct. Standard petrophysical studies focus on the (potential) production zones to derive the desired reservoir properties, tend to work on a well by well basis, and do not always provide all the required information. For quantitative reservoir characterization involving seismic data log petrophysical suites are required that:

- Extend over the full study zone. Proper calibration of the non-reservoir sections is just as important as the reservoir sections;
- Are calibrated in a field wide, consistent manner;
- Include total porosity;
- Preferably include mineral fraction logs in addition to lithology logs.

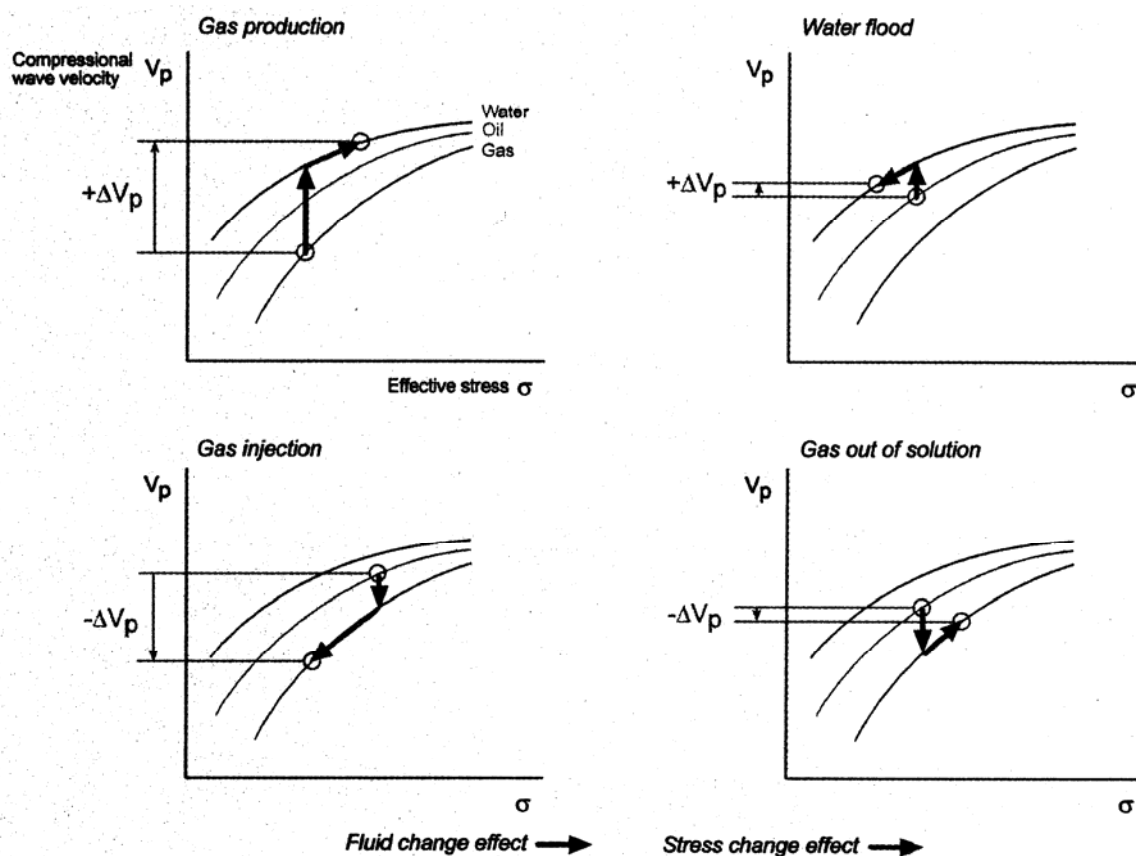
In studies accuracy suffers and an inordinate amount of time may be lost in the post-petrophysics cascade of rock physics modeling, wavelet estimation and well tying, and interpretation of modeling and inversion results if the petrophysics study component has been performed inadequately. It also clear that the petrophysicist needs to remain closely involved in the study to help analyze and trouble shoot problems that may arise in the post-petrophysics study stages.

## 2.3 Feasibility modeling studies

Seismic modeling is of high value for feasibility studies for seismic monitoring (fluid injection, CO<sub>2</sub> injection, water/gas coning) and AVO studies. In seismic modeling the rock physics relations are significant in building the reservoir model. Most often the model will be based on well logs, core data and additional information (from geology). These models may define structure and define different lithological units. The elastic properties (acoustic and shear velocities, density, attenuation) of these units are needed for the seismic modeling. Rock physics is needed to define these elastic properties (usually based on rock properties, fluid, properties, temperature and pressure) and their variations (time, space).

### Time lapse / 4D seismic

In feasibility studies for seismic monitoring the rock physics relations will determine whether the elastic contrasts in the reservoir are large enough to be detected by seismic (e.g., Mjaaland et al., 2001). Both fluid type and pressure may change during reservoir production and both will influence the seismic response of the reservoir as shown in Figure 5 and modeled by Olden et al. (2001).



**Figure 5.** Changes in P-wave velocity for changing fluid and pressure in different reservoir processes (from Olden et al., 2001)



For pore fluid changes we may consider full fluid substitution (e.g. water flooding, changes in OWC), more subtle changes of the saturation values, and/or changes in the properties of the pore fluid. For the prediction it is necessary to correctly estimate the fluid properties and their variations for given temperature, pressure, mixture fractions, as well as parameters as salinity, gas-oil ratio, gas gravity, API, respectively. This is done by fluid models (see below).

The Gassmann relation is most often used to calculate the fluid saturation effect on the seismic properties. In addition to the fluid properties, the elastic properties of the dry rock, the rock matrix minerals, and the porosity and densities are needed (see below for more on fluid substitution modeling).

Pore pressure & temperature changes will have their largest impact on the pore fluid properties. Thus the changes in the fluid moduli and densities and mixtures (gas out of solution!) have to be calculated through the fluid models and subsequently the related changes in the rock elastic properties. However, large changes in pore pressure and temperature may also change the rock matrix properties, and these also need to be accounted for.

Compaction and rock fracturing is mainly influencing the rock matrix properties. Theoretical models and or laboratory data can be use to describe the related changes in seismic properties.

### AVO

Feasibility modeling is also highly useful to support decisions on the possible use of AVO. With the help of rock physics relations it is possible to determine whether AVO effects can be expected for the given reservoir and will be sufficient to detect different lithologies and saturations. To determine this rock physics modeling is used to calculate P- and S-impedances for the expected lithologies and pore fluid properties. Typically this is achieved by appropriate substitution in available P-sonic and S-sonic logs, much along the lines discussed in the fluid substitution modeling example above.



### 3. Rock physics models

We shortly review rock models for common lithologies, empirical relations used, fluid models to estimate pore fluid properties, and relations for fluid saturation effects.

#### 3.1 Empirical relations

For pure lithologies the crossplot of P-wave velocity ( $V_p$ ) versus S-wave velocity ( $V_s$ ) shows a linear relationship. This is particularly well-known for water-saturated sandstone and shales. The velocity relationship can thus be described by empirical formulas as e.g. Castagna's mudrock line, estimated from laboratory measurements (see Mavko et al., 1998, for details on the mudrock line and the following empirical relations).  $V_p$ - $V_s$  relations are used as a simple estimation of  $V_s$  in cases where only  $V_p$  is available.

Greenberg-Castagna's empirical relations describe how to derive  $V_s$  from  $V_p$  in multi-mineral brine-saturated rocks. The relations need regression coefficients for all lithologies and the volume fractions. To estimate  $V_s$  from  $V_p$  for other fluid saturations the Gassmann equation is used in an iterative manner.

In log analysis the use of velocity-porosity relationships are common to deduce porosity from P-sonic log. Best known is Wyllie's simple but limited time average equation. An improved version is given by the Raymer-Hunt-Gardner relation which takes into account different porosity regimes. They are useful for a simple estimate of porosity from P-sonic data for cemented and consolidated rocks and medium to high effective pressure.

Han's empirical relations for water-saturated shaley sandstones give (ultrasonic)  $V_p$  and  $V_s$  as functions of porosity and clay content.

For clean dry sandstones the empirical relations from Murphy et al. (1993) very well describe the dependence of the rock moduli on porosity.

Another relation which is often used is Gardner's density-velocity relation which can be used to estimate a density log from P-sonic.

All these relations cannot describe the diminishing effect of cracks and grain boundaries on velocities since these are not affecting the porosity and density. Since all empirical relations are strictly only valid for the data set which were used in their estimate, they should be validated and matched to available reservoir data in field studies.

#### 3.2 Sand-shale rock models

Rock models that describe seismic elastic parameters consist of a matrix and pore space components. The elastic properties of the matrix are determined from the bulk moduli and densities of the matrix minerals. For sand-shale models these are quartz and clay minerals. Usually, the properties for randomly oriented mineral grains are taken from literature. The effective matrix properties are estimated from the single member properties by mixing methods. A simple estimate of the effective moduli of the mixture is e.g. the Voigt-Reuss-Hill average. Bounds for the effective moduli are given by Voigt-Reuss or Hashin-Shtrikman bounds (see Mavko et al., 1998).

In order to include the pore space in the matrix basically two approaches are possible: A grain based model where the rock is modeled as a grain package with cement, and a matrix based model where pores are modeled as separate inclusions. The grain model (e.g. Digby, 1981) is most appropriate for sandstones. For shales and shaley sandstones the matrix based model (e.g. Kuster & Toksöz, 1974) is more useful. In order to overcome the limitation of dilute concentration given by inclusion modeling, a self consistent approximation (SCA) or differential effective medium (DEM) approach can be used (e.g. Mavko et al., 1998). Xu & White (1995) proposed a model which is a combination of the Kuster & Toksöz model and DEM modeling. The pores have two different aspect ratios, one for shale and one for sand. Their fractions are estimated from the sand and shale fraction. The distribution of the clays is not considered in the model.

All these models are used to describe the rock frame, i.e. the dry rock.

### 3.3 Effect of pressure and temperature

Laboratory data show that the P- and S-velocities of rocks strongly depend on the effective pressure, which is calculated from confining pressure and pore pressure. Typically the velocities increase steeply at lower pressure and more slowly at higher pressure, which is attributed to crack closing. These effects may be included in the rock model via crack properties or crack porosity. The pressures in a reservoir are determined by the overburden and hydrostatic pressure. In overpressured reservoirs the increased pore pressure lowers the effective pressure. Pressure changes will also influence the properties of the pore fluids and thereby influence the seismic properties of the fluid-containing rocks.

Temperature changes within the ranges expected in reservoirs mainly influence the seismic parameters via changes in the pore fluid properties.

### 3.4 Pore fluids

Pore fluid properties can be received from reservoir engineering results. In case they have to be estimated for a project, the description of pore fluid properties, that is, bulk modulus and density, given by Batzle & Wang (1992) may be used. They provide relations for the parameters of brine, gas, dead oil (without gas) and live oil (with dissolved gas) as functions of temperature and pressure. The brine properties are additionally controlled by salinity and the gas properties by the gas gravity. The highest variation of bulk modulus and density is found for the oils due to large variations in composition. The parameters depend on oil API gravity, and in case of live oil the gas-oil ratio and gas gravity. For some reservoir cases the bubble point, the pressure at which gas comes out of solution for a given temperature, has to be estimated in order to properly describe reservoir processes (e.g. steam injection) and the related changes in seismic parameters.

In case a fluid mixture is present the effective mixture bulk modulus is usually well described by Wood's equation which equals the Reuss bound (see e.g. Mavko et al., 1998, for details).

### 3.5 Fluid saturation effects

In order to estimate the effects of various pore fluids on the seismic properties usually the Biot-Gassmann equation (e.g. Mavko et al., 1998) is usually used. Although this global relation is strictly only valid for near zero frequencies it is used because of its simplicity. In most cases the only unknown parameters are the moduli of the rock frame. These can be estimated by rock models or empirical relations as described above.

Inclusion models as the Kuster & Toksöz (1974) model, when used with fluid inclusions, give estimates for the high frequency (unrelaxed) moduli of a rock.

Rock models which include rock microstructural information and allow modeling of pore fluid effects for higher frequency (e.g. Murphy et al, 1986) are too complex for most reservoir characterization cases. The necessary microstructural parameters are seldom known or deducible, and the available information on the reservoir rocks does not allow unique solutions from parameter fitting.

In addition to the fluid properties the saturation degree and nature (e.g. patchy, fluid mixture) controls the effective rock moduli.

### 3.6 Advanced models

In case of deviated wells and anisotropic lithologies, anisotropy corrections have to be applied to the log data in order to relate them to seismic data. Advanced models exist for anisotropic media, shales, and complex lithologies. Anisotropy may be intrinsic (due to mineral anisotropy and microstructure) or extrinsic (due to micro-layering). The calculation of the intrinsic direction dependent elastic properties of lithologies can be based on core data, literature values and rock models. The extrinsic anisotropic elastic parameters of a composed lithological unit may be calculated by effective media modeling following Backus' method (e.g. Mavko et al., 1998).

Models for shales and shaley sandstones which take into account not only the shale fraction but also the clay mineral properties and distribution are still not common.

Different clay distributions (dispersed, structural, laminated) will, for a given shale volume, differ in their effect on the rock velocities (Sams & Andrea, 2001). They can be numerically modeled by including clay a) in the sand pores, b) as part of the porous frame, or c) as clay layers, respectively (Sams & Andrea, 2001). Models a) and b) would make use of the inclusion approach whereas the laminated model is estimated as a sequence of sand and shale layers combined with the Backus equations for anisotropic effective media. Additional models including dispersed clay and layers, or dispersed clay and structural clay can be designed.

Pure shales can be modeled by a technique combining anisotropic SCA and DEM approach (Hornby et al., 1994). The model includes the anisotropic properties of clay minerals, fluid properties, and shapes and orientation of the clays and pores.

Most models were developed for sand or sand/shale lithologies. More complex lithologies may be described by included more mineral members in the framework, analogous to the sand and shale model approaches.

#### 4. Recommendations

The rock models and relations used in a reservoir characterization project depend on a) the available data, b) the needed output, c) time and money constraints.

In case limited data are available in a project (e.g. no sonic log) it is not useful to try to apply sophisticated rock models because of the large number of unknown parameters. Empirical relations (e.g. Raymer-Hunt-Gardner's relation) incorporating data from comparable lithologies may be most appropriate here. On the other hand, in case the lithology is well described (mineral fractions, porosity, fluid properties), rock models can give detailed results for the elastic parameters and the interpretation of inversion data. Empirical relations which take into account lithology fractions and fluid saturation (as Greenberg-Castagna's relation with fluid substitution) give more accurate results than simple empirical relations. However, they are easier to apply than theoretical models if only the S-wave velocity has to be synthesized.

Application of rock models is in most cases more time consuming than the utilization of empirical formulas because model parameters have to be selected correctly and /or fitted to the available data. Thus, in projects the choice comes down to a trade-off between cost, accuracy and scope of application. Rock physics models are more expensive to develop but are more accurate and can be applied more broadly for various modeling tasks in a study.

#### 5. Challenges

There are several rock physics topics which are not yet sufficiently used in the reservoir characterization process:

- Use of attenuation
- Handling of frequency effects
- Hydrates

Attenuation influences the seismic amplitude and propagating wavelet. Thus it has a strong influence on inversion processes using the wavelet and on AVO analysis. Estimates of attenuation are performed in order to include attenuation in the inversion process and thereby eliminate the effects. However, up to now the use of attenuation as a reservoir parameter that can give valuable information on the lithology and especially the fluid content is limited to research. As for frequency effects (see below) improved rock models must be used to correctly relate (intrinsic) attenuation to lithology.

The seismic rock parameters, including attenuation, depend on the waves frequency. Because of this seismic parameters from logs and seismic inversion can differ. The size of the discrepancy is determined by the rock microstructure and the fluid properties. Several rock models have been proposed to describe the frequency dependent elastic and anelastic rock properties. However, they need rock parameters which are commonly not available and thus they are of limited use for reservoir characterization purposes. Nevertheless, the frequency effects have to be described to correctly relate core data, logs, and seismic data, especially for rocks with medium porosity and permeability. The correct description or approximation of the frequency effect is still a challenge.

In addition, the scale of measurement differs significantly between core data, logs and seismic data. That is, the seismic data see a much larger rock volume than the cores. The core and log values thus have to be upscaled correctly for comparison with the seismic. Correct upscaling is a challenge, especially in case of anisotropy and attenuation.

For some reservoirs especially in deepwater areas, the detection and handling of hydrate effects on the seismic data is of high importance for field production and the accuracy of quantitative reservoir characterization. Up to now the relation of hydrate amount and distribution in the pore space and the seismic properties of the hydrated sediment is a research topic.

## 6. Conclusion

Rock physics modeling provides the link between petrophysical and elastic parameters, and therefore plays a key role in quantitative reservoir characterization using seismic data. Rock physics is critical to establishing the well tie and in the analysis of seismic inversion results. Further, rock physics modeling is essential in performing time lapse and AVO modeling feasibility studies. Any serious reservoir characterization or feasibility modeling study requires rock physics expertise, and at least one of the team members in a multi-disciplinary team should have such expertise.

It should be noted the outcome of rock physics modeling can only be as good as the quality of the incoming data. Rock physics modeling requires a preceding petrophysical evaluation and processing step that is performed over the full section of interest in reservoir characterization and feasibility modeling.

## 7. References

- Anderson, J.W. and Bogaards, M.A., 2000, Quantifying Fluid Prediction Using Angle-Dependent Inversion Measured Against Log Fluid Substitutions, *Offshore Technology Conference*, Houston, OTC 11908.
- Batzle, M. and Wang, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids, *Geophysics*, **57**, 1396-1408.
- Digby, P.J., 1981, The effective elastic moduli of porous granular rocks, *J. Appl. Mech.*, **48**, 803-808.
- Hornby, B.E., Schwartz, L.M., and Hudson, J.A., 1994, Anisotropic effective-medium modeling of the elastic properties of shales, *Geophysics*, **59**, 1570-1583.
- Kuster, G.T. and Toksöz, M.N., 1974, Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media, *Geophysics*, **39**, 587-618.
- Latimer, R. Buxton, Davison, R., and van Riel, P., 2000, An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data, *The Leading Edge*, **19**, 242-256.
- Mavko, G., Mukerji, T., and Dvorkin, J., 1998, *The Rock Physics Handbook*, Cambridge University Press.

- Mjaaland, S., Causse, E., and Wulff, A.-M., 2001, Seismic monitoring from intelligent wells, *The Leading Edge*, 1180-1184.
- Murphy, W., Reischer, A., and Hsu, 1993, Modulus decomposition of compressional and shear velocities in sand bodies, *Geophysics*, **58**, 227-239.
- Murphy, W.F., Winkler, K.W., and Kleinberg, R.L., 1986, Acoustic relaxation in sedimentary rocks : Dependence on grain contacts and fluid saturation, *Geophysics*, **51**, 757-766.
- Olden, P., Corbett, P., Westerman, R., Somerville, J., Smart, B., and Koutsabeloulis, N., 2001, Modeling combined fluid and stress change effects in the seismic response of a producing hydrocarbon reservoir, *The Leading Edge*, 1154-1163.
- Sams, M.S., Atkins, D., Said, N., Parwito, E., and van Riel, P., 1999, Stochastic Inversion for High Resolution Reservoir Characterisation in the Central Sumatra Basin, *SPE Asia Pacific Impr. Oil Rec. Conference*, Kuala Lumpur, SPE 57260.
- Sams, M.S. and Andrea, M., 2001, The effect of clay distribution on the elastic properties of sandstones, *Geophysical Prospecting*, **49**, 128-150.
- Xu, S. and White, R.E., 1995, A new velocity model for clay-sand mixtures, *Geophysical Prospecting*, **43**, 91-118.

#### Author contact information

The authors can be contacted at Jason Geosystems, P.O. Box 1573, 3000 BN Rotterdam, The Netherlands, or by e-mail at [awulff@jasongeo.com](mailto:awulff@jasongeo.com), [hmartens@jasongeo.com](mailto:hmartens@jasongeo.com) and [pvanriel@jasongeo.com](mailto:pvanriel@jasongeo.com).





## **Integrierte Interpretation: Beispiele für die effektive Nutzung nicht-seismischer Verfahren**

**Christian H. Henke, RWE-DEA AG<sup>1</sup> und Markus H. Krieger, TERRASYS Geophysics<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Überseering 40, D-22297 Hamburg • Tel.: 040-6375-2739 • E-mail: christian.henke@rwedea.de

<sup>2</sup> Baumeisterstr. 2, D-20099 Hamburg • Tel.: 040-280046-60 • E-mail: krieger@terrasys.de

### **Abstract**

Developments in instrumentation, acquisition, processing and interpretation techniques led to an expanding role of non-seismic methods in hydrocarbon exploration and production, especially gravity, magnetics and electromagnetics. An enormous increase of resolution could be achieved by using last generation instruments, e.g. caesium magnetometers, automated gravity meters, full-tensor gradiometers, 24-bit magnetotelluric systems, and advanced kinematic navigation / positioning systems. New processing strategies lead to improvements in data quality and significance, thus forming a basis for advanced interpretation. Affordable computing power, newly developed data analysis / inversion tools and interactive 3-D modeling and visualization environments allow a comprehensive utilization of the measured data, particularly in combination with seismic interpretation.

Potential field methods are now able to address various problems beyond the classical basin identification, i.e. beyond reconnaissance tasks: aspects ranging from prospect evaluation to reservoir management can be covered. Time-lapse gravity gradiometry surveys for monitoring gas-fluid contacts and high-resolution aeromagnetic mapping of intra-sedimentary structures became reality.

Concerning the ambiguity of potential field data, the proper integration of existing other data, side information and geological concepts or assumptions is crucial. Usually sufficient constraints on the solution space are available, thus reducing the non-uniqueness. Recent investigations prove the successful application and the huge potential of this 'integrated interpretation' approach.

Four case histories from Northern Germany illustrate how new insight was gained in exploration issues. Different seismic imaging problems were tackled by utilizing the appropriate non-seismic technologies for a joint interpretation.

The relationships between the observed geological conditions and the distribution of physical rock properties, controlling density, susceptibility or resistivity values, are still targets for interdisciplinary research. This knowledge base has to be increased in order to satisfy the requirements of the geophysical interpreter.

## 1 Introduction

Among the non-seismic geophysical methods the use of gravity and magnetic data has a long tradition in hydrocarbon exploration. In 1924 the Nash Dome field (Ft. Bend County, Texas) was discovered using a torsion balance. This is known as the first oil discovery world-wide using a geophysical method [LaFehr, 1980]. In the past potential field techniques were applied in most cases for the following reasons only:

- as a reconnaissance tool, e.g. identification of basins, location of salt structures
- as an economical technique to survey huge 3-D areas in comparison to seismics

Contrary to the thought of the seismic exploration community gravity and magnetic techniques have experienced a renaissance for several years. Beyond reconnaissance, various exploration problems covering the whole range from basin / play to reservoir studies can be addressed. This is caused by several reasons:

- seismic investigations cannot solve all problems in areas with complex geology, e.g. salt, basalt, overthrust structures
- computer power and advanced visualization environments became available and affordable
- modeling / interpretation software in 3D, allowing the proper integration of seismic interpretation results
- gravity / magnetic data can be interpreted in a voxel-based way instead of being limited to layer-based techniques
- higher data resolution caused by advances in the position / navigation technology, e.g. real-time kinematic differential GPS systems
- new field instruments, e.g. automated gravity meters, full-tensor gradiometers, caesium magnetometers, 24-bit magnetotelluric systems
- huge amounts of old gravity / magnetic data are available, which can be reprocessed and interpreted efficiently now, using state-of-the-art tools
- utilization of regional density / susceptibility data bases derived from well logging results and core measurements
- application of more reliable velocity-density conversions by utilizing locally valid, formation dependent transformation functions

In spite of these challenges there are some facts which should not be ignored during acquisition, processing and interpretation of potential field data:

- potential field data are ambiguous: no unique answer of the density / susceptibility distribution can be given
- sources which are located close together cannot be separated, they occur as one single anomaly
- contrary to seismic methods, gravity and magnetic measurements can resolve lateral contrasts only
- the measurements are highly sensitive and thus require a careful handling along the entire way from the field to the report

To overcome the ambiguity of potential field data a proper integration of existing other data, side-information and geological concepts or assumptions is definitely necessary. This usually provides sufficient constraints for the solution space in order to minimize the non-uniqueness for a successful interpretation.

## 2 Concepts and Applications

Gravity and magnetics are passive methods, measuring the existing earth fields, in contrast to seismic and most electromagnetic techniques, where results are much more dependent upon the source of a signal and the method of recording. *Figure 1* gives an overview of possible applications of gravity / magnetic techniques.

	Aims and Tactics	GRAVITY	Resolution etc.	MAGNETICS	Resolution etc.
<b>PLAY</b>	Regional reconnaissance	Regional tectonic analysis / modeling	0.5–5 mGal 2–20 km wave-length	Regional depth to magnetic basement	0.5–5 nT 2–20 km wave-length
	Global tectonic studies	Basin enhancements	Continental grids	Regional tectonic analysis	Continental grids
	Basin modelling	Semi-regional structural / stratigraphic modeling	Airborne gravity Satellite gravity	Euler deconvolution	Older analogue and marine surveys
<b>PROSPECT</b>	Prospect identification	Detailed integrated 2-D / 3-D modeling	0.05–0.5 mGal 0.5–5 km wave-length	Detailed integrated 2-D / 3-D modeling	0.1–0.5 nT 0.25–2 km wave-length
	Risk assessment	Salt edge / base determination	Conventional/ high-resolution land and marine surveys	Inversion	High-resolution, low altitude surveys
	Risk reduction			Lineament analysis	Borehole measurements
	Drill site decision			Sedimentary magnetic analysis	
<b>RESERVOIR</b>	Reservoir performance monitoring	Time-lapse precision gravity / gradiometry	0.01–0.1 mGal 0.5 Eötvös		
	Enhanced recovery	Integrated reservoir characterization	1-5 years interval		
		Borehole gravity			

*Fig. 1 Applications of gravity / magnetics techniques [modified after Johnson, 1998]*

The choice of the correct acquisition strategy requires a well-defined problem: the target depths and necessary resolutions have to be fixed; expected density / susceptibility contrasts should be estimated by prior modeling. In the next step the appropriate method and its acquisition parameters have to be chosen: e.g. satellite / airborne / land gravity, survey station density, line spacing, sampling rate, flight elevation, survey / positioning accuracy, etc. Eventually, the suitable instrumentation has to be selected for accurate, smooth and successful operations.

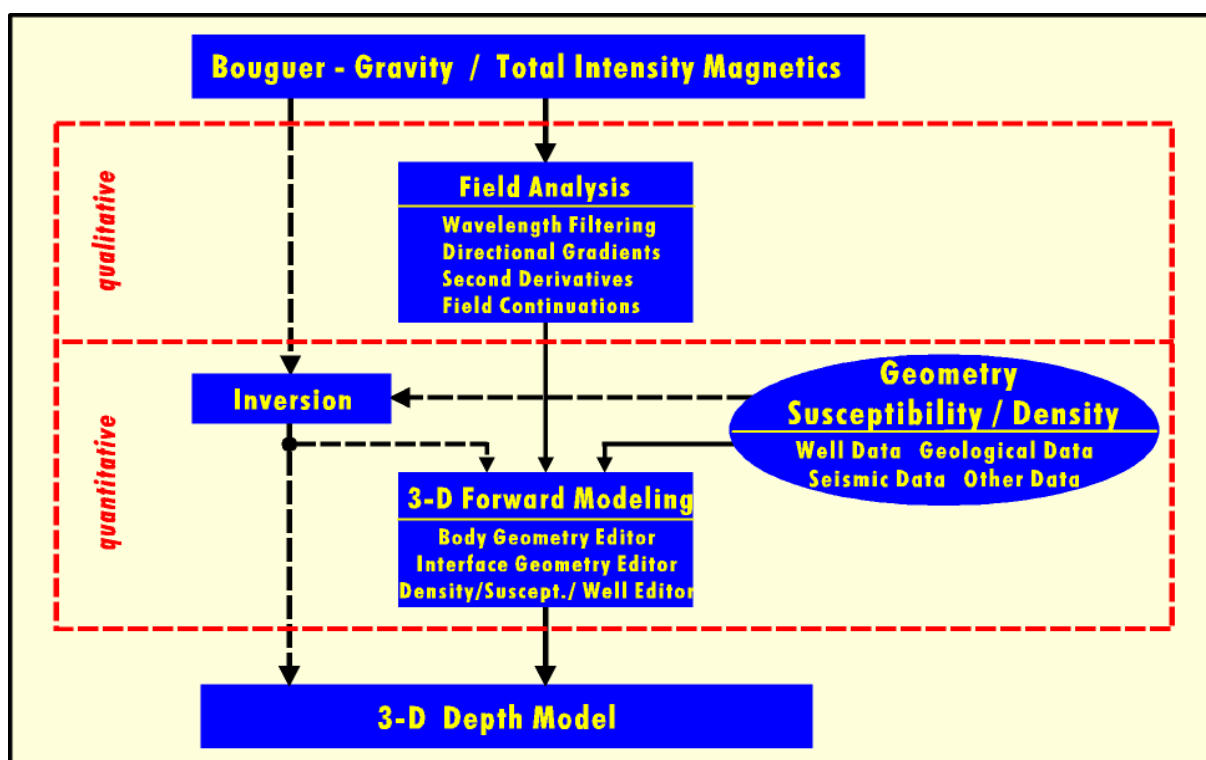
The most remarkable and most promising new instrument developments are the full-tensor gradiometers (FTG). Instead of measuring only the z-component of gravity, all nine components of the gravity gradient tensor are determined; five of these directional gradients are independent. This leads to new constraints for high-resolution geological / geophysical modeling. The gradiometers operate on moving platforms (ships / aircraft) achieving accuracies of 0.5 E (1 Eötvös = 0.1 mGal/km).

Recently the first time-lapse gravity gradiometry surveys for monitoring gas-fluid contacts of a reservoir have been completed [Talwani, 1999; Biegert, 2001].

### 3 Interpretation Aspects

Interpretation of potential field data require appropriate data processing in order to achieve the expected accuracy. The resolution of the field instruments (single values) is about an order of magnitude better than the processed data set due to a wide range of influences. The most important for gravity surveys are elevation and terrain effects, for magnetic and electromagnetic surveys positioning errors, cultural effects and the diurnal variations of the earth's magnetic field.

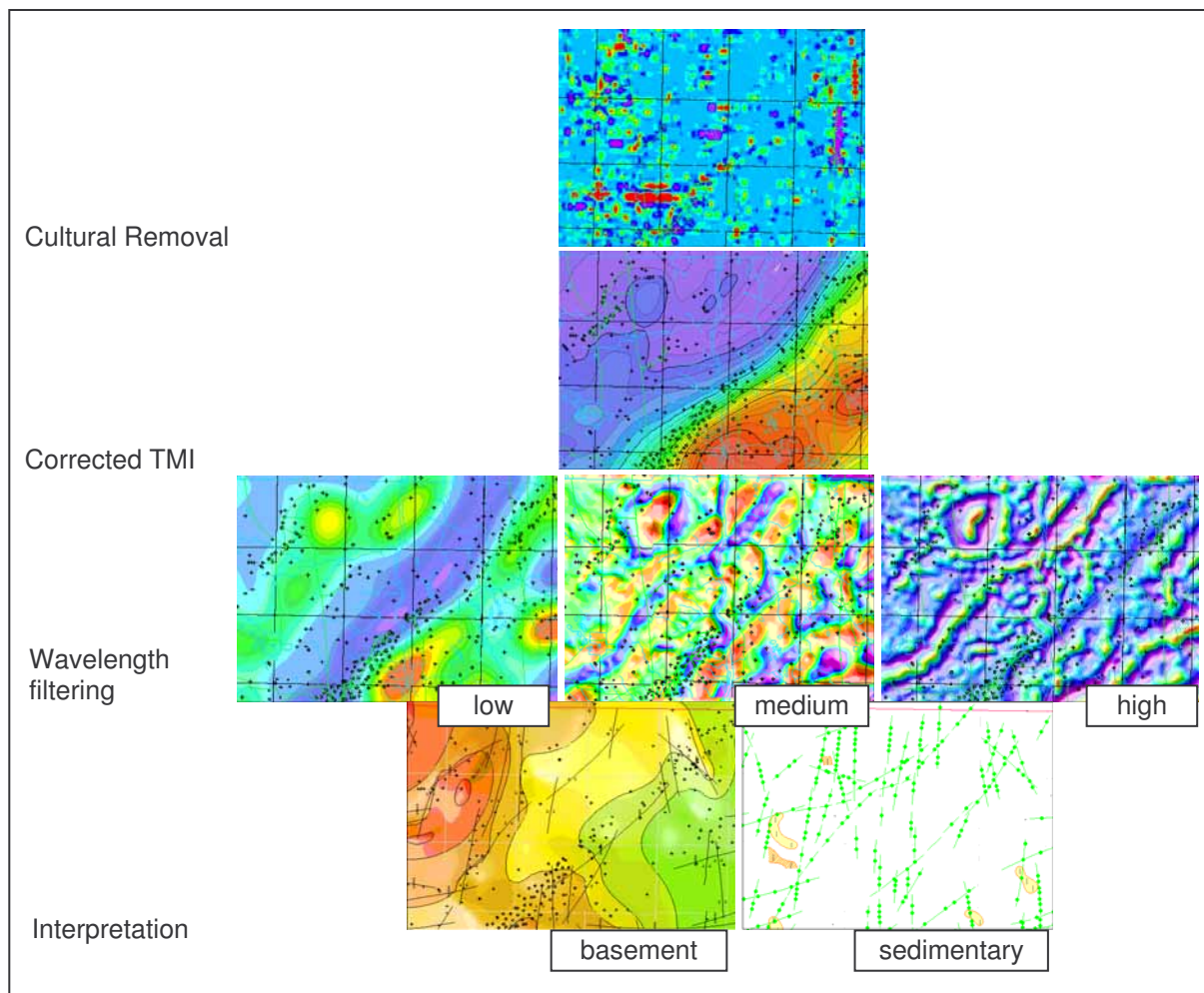
Performing a data analysis is usually the best approach to reveal relevant information directly from the processed gravity / magnetic field. The achieved qualitative results are necessary for a better understanding of the geological situation in order to support the construction of a constrained earth model. The second part of interpretation involves quantitative techniques: inversion and 3-D forward modeling (*Fig. 2*). High-resolution data often allow an extensive qualitative analysis, but the demanding task is to utilize their immense information content for quantitative interpretation.



*Fig. 2* Qualitative and quantitative 3-D gravity / magnetic interpretation

#### Qualitative interpretation

One of the most informative data analysis tools is the separation of potential field data into regional and residual components. The definition of 'regional' is not fixed – it depends on the interesting range of wavelengths corresponding to a particular target size. Wavelength filtering in the frequency domain (using FFT) is a powerful tool for field separation due to the exact definition of cut-off frequencies. Further data evaluation utilizes directional gradients, field continuations or second vertical derivatives. Some typical analysis steps for qualitative high resolution aeromagnetic data (HRAM) interpretation are shown in *Figure 3*. Similar operations are used for gravity data analysis; high-frequency 'noise' can be analyzed by high-pass filtering.



**Fig. 3** Typical analysis steps for HRAM interpretation

### Inversion and modeling

There are a variety of inversion algorithms for gravity / magnetic data available, but due to the equivalence principle it is necessary to verify the achieved inversion results by forward modeling. Inversion techniques, specifically direct methods, are useful in the interpretation of dense high-resolution profile data, e.g. in aeromagnetic processing, where several types of magnetic depth solutions can be automatically calculated, such as Werner and Euler deconvolutions. These solutions are computed either along profiles or from gridded data and can be visualized in 3-D, e.g. as indications for fault planes.

Combining the direct inversion results with existing other data helps to establish an initial geometry and density / susceptibility distribution as input to the forward modeling process. These model optimization cycles, minimizing the differences between observed and calculated gravity / magnetic data, should be co-ordinated in a way which enables the interpreter to integrate new results, e.g. from seismic processing, as well as side information, i.e. additional constraints, at any time (*Fig. 4*).

It should be emphasized that only a three-dimensional consideration of highly irregular geometries can avoid the problem of false suggestions made in a 2-D survey by neglecting the gravity / magnetic effects from structures off the surveyed profile.



These requirements can be accomplished with fully 3-D forward modeling algorithms and corresponding visualization and data manipulations environments. Finally, user-controlled inversion techniques can be applied for a 'fine-tuning' of the model.

### Integrated quantitative interpretation

Although modern seismic methods are capable of resolving complex geological structures, there are still some environments in which the seismic answers are limited. In the case of salt features, e.g., the flanks, the base or the top of salt often remain clouded. On the other hand, prominent density contrasts – like salt (low density) or caprock (high density) in a sedimentary environment (medium density) – are classic targets for the application of gravity methods. One efficient way to find new answers and to overcome the ambiguity problem is to combine the benefits of different geophysical technologies. In the case of salt structures the integrated interpretation of high-resolution gravity and seismic data ('seismo-gravity', see Fig. 4) is recommended and often the only way to find the best of equiprobable models.



Fig. 4 'Seismo-gravity' interpretation cycle

### Velocity-density transformations

Due to the equivalence principle for potential field methods, it is crucial to limit the possible geometries and density / susceptibility distributions. In many 'seismo-gravity' projects most parts of the geological horizons were imaged correctly by seismics, but even in these areas the density information is limited, mostly to single well log data. In addition to the logs, the 3-D density volume can be defined by 'pseudo-densities', derived from sonic logs and interval velocities, using locally analyzed density-velocity relationships. The latter represent the focal point of correlation between gravity and seismics. A well known approach gave Gardner et al. [1974], postulating an empirical function of the form  $\rho = 0.31 v^{0.25}$  as an average for rocks of different lithology.

The evaluation of density and velocity logs, located within or nearby the survey region, with geostatistical methods showed that Gardner's formula can be used as a general guideline, but does not consider the local geological characteristics. Better results were achieved with locally valid and formation-dependent functions. Particularly younger formations showed a non-negligible depth influence leading to relationships of the form  $\rho = a v^b z^c$ , with layer-specific coefficients  $a$ ,  $b$ ,  $c$ . These formulas were utilized for the conversion of velocities into 'pseudo-densities'.

### Gridding and visualization

Gridding and visualization techniques are key elements of the potential field data interpretation. Due to the fact that the measurements are almost never displayed as single values, data are usually interpolated on a defined grid and then displayed. Most of the following interpretation techniques are based on these grids. Therefore, the gridding algorithms and parameter have to be chosen carefully, depending on the data acquisition characteristics, e.g. coverage, resolution, amplitudes etc. Smoothing and spatial aliasing effects created by gridding routines should be kept minimal.

In general, contour maps are not recommended for displaying high-resolution data, because in most cases the data resolution is higher than the smallest printable contour interval. Pixel-based image enhancement techniques avoid hiding low-amplitude information and became popular, e.g. multi-directional illuminating, shaded relief maps etc. Often 2-D views of the measured data reveal additional information.

Besides a comprehensive data representation, the geological model has to be visualized in a way which enables the interpreter to navigate and operate easily, even in complex 3-D environments (see Fig. 5).

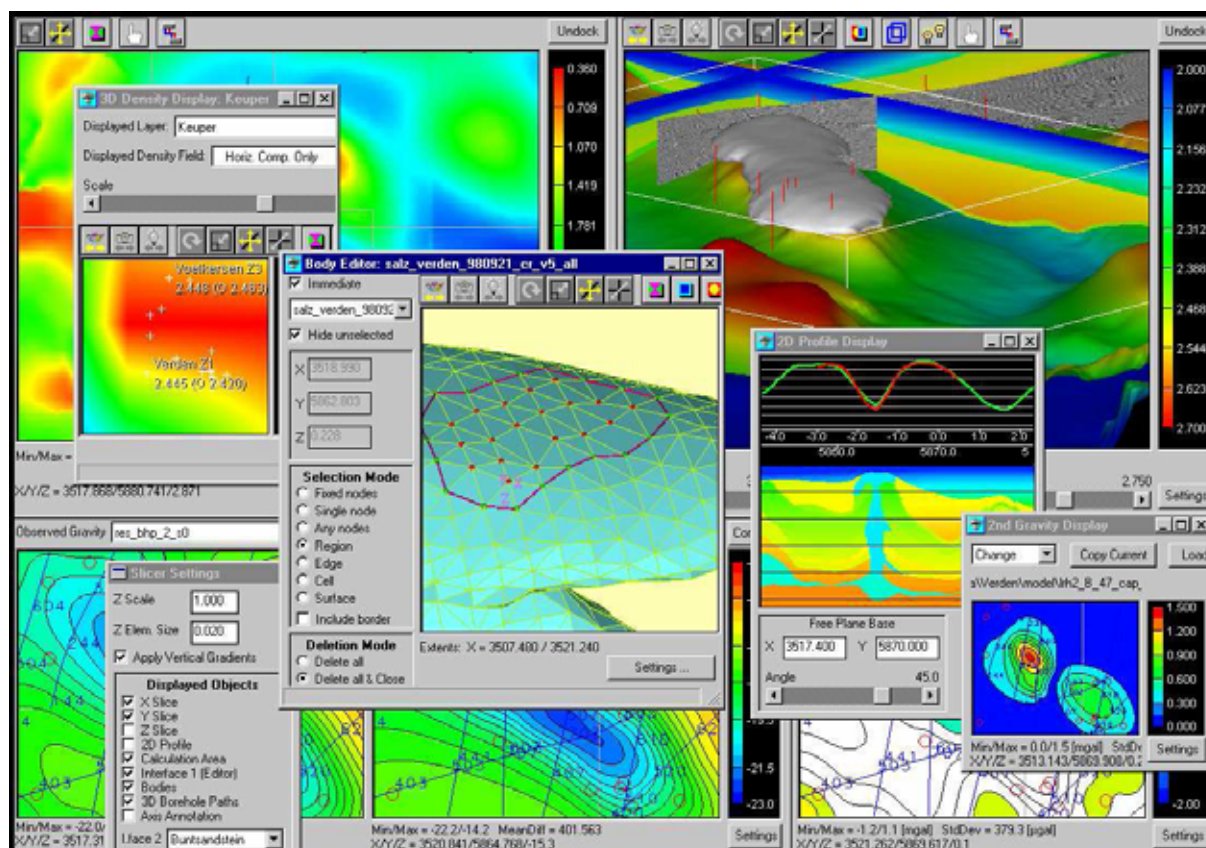


Fig. 5 Advanced visualization environment of a 3-D modeling software

## 4 Integrated Modeling: Case Histories

The following chapters present four case histories in a summarized form, showing the integrated application of non-seismic methods combined with seismic interpretation:

Chapter	Main application target	Seismics combined with ...	Characteristics
4.1	General salt dome geometry	Gravity, density logs	'Seismo-gravity' cycle
4.2	Shallow caprock distribution	Dense gravity, well data	Controlled inversion
4.3	Salt / intra-sedimentary structures	Aeromagnetics, gravity	High-resolution data
4.4	Shallow salt dome geometry	Magnetotellurics, gravity	Advanced processing

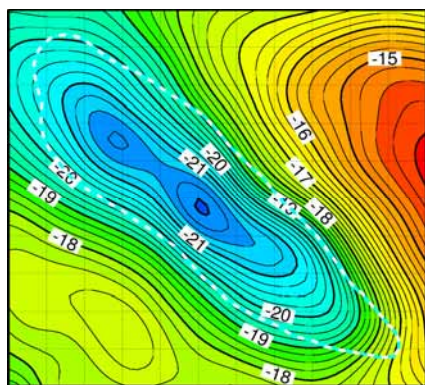
### 4.1 Integrated 3-D 'seismo-gravity' modeling of complex salt geometries

Located among many others at the southern edge of the South Permian Basin in Lower Saxony, NW-Germany, the salt diapir Verden is the focal point of attention in a combined survey using 3-D seismic and high-resolution gravity data. The following illuminates a typical 3-D 'seismo-gravity' interpretation sequence.

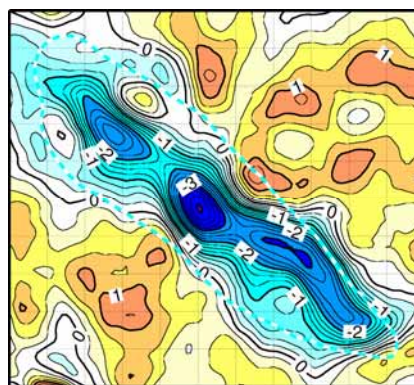
#### Data analysis and 3-D model building

The Bouguer gravity map shows a minimum with values of 4 to 8 mGal less than its surroundings (*Fig. 6*) indicating a low density zone typical for salt domes. The gravity data analysis reveals more valuable information: the salt outline can be worked out roughly with the second vertical derivative ( $g_{zz}$ ), for example (*Fig. 7*).

For preparing the geological model, inside the area covered by 3-D seismic depth horizon grids were used; data from 2-D surveys and grids based on a tectonic atlas were added outside. Locally valid density-velocity functions were established in order to convert sonic data into densities; with some constraints from measured logs it was possible to define the density cube. – In another step the salt dome was constructed as a 'geobody' by integrating results from the gravity data analysis and seismic interpretation, exposing the top of salt and possible salt extents from various depth slices.



*Fig. 6* Bouguer gravity map



*Fig. 7* Second vertical derivative

#### 'Seismo-gravity' interpretation cycle

Having defined the complete 3-D model this way, the forward modeling process was started. After each modification – primarily of the salt's shape – the gravity effects were calculated and compared to the observed field. The analysis of these deviations was the basis for changing the salt geometry, density distribution, or horizon data.

For better handling the necessary variations of the salt geometry, an advanced geobody editor is of particular importance. The used software incorporates numerous interactive editing tools, including the triangulation of horizon-independent surfaces defining the geobodies. These features allow creative modeling in 3-D, supported by



an appropriate visualization of the actual salt volume within its surrounding elements; i.e. interpreted geological formations, seismic data or well paths.

During the first iterations, the residual map, representing the differences between calculated and observed gravity, showed standard deviations of about 2 mGal. This denotes a value for a model that is poorly adjusted to the observed data.

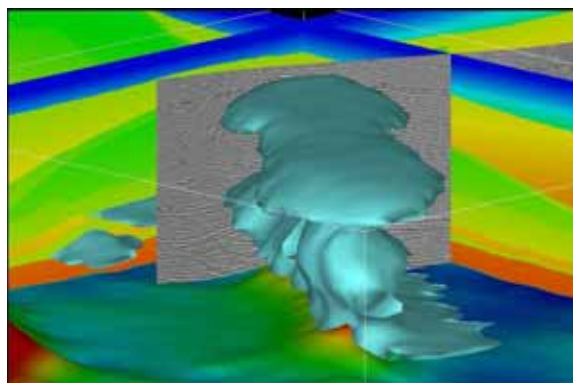
Several improvements later, always co-ordinating the modifications with the seismic model, the results were good enough to stop the cycle; the standard deviation of the gravity difference map was reduced to approx. 0.6 mGal, with 70% of the residuals below 0.5 mGal.

At this stage we recommend to check the model seismically using the inputs for a renewed seismic processing, rather than interpreting features at the verge of resolution. With reconsidered ideas, the process can be started once again for improving the geological model in a new 'seismo-gravity' cycle, as shown in *Figure 4*.

The final results were achieved mainly by modifying the overhanging salt geometry. The gravity difference could be improved to a standard deviation of 0.38 mGal with 83% of the values below 0.5 mGal (*Fig. 8*).



**Fig. 8** Gravity difference map



**Fig. 9** 3-D view of the salt dome Verden

### Modeling results

The results can be displayed most intelligibly within a visualization environment, directly on screen. The '3-D insight' is supported by various 2-D representations, e. g. arbitrary slices through the density cube. *Figure. 9* displays some results of 'seismo-gravity' modeling: the Top Zechstein horizon and the salt geobody, as well as seismic data and vertical sliders displaying the distribution of the layers' densities. Despite its continuous slim structure from Zechstein to the top, the Verden salt dome shows a complex shape with variations in perimeter and partly broad overhangs.

Beside these definitions of the salt geometry, some improvements were achieved for the Zechstein Base, due to the high density contrast to the Rotliegendes formation. Different types of salt structures can be found in NW-Germany, like simple diapirs, salt walls or non-rooted salt 'pillows'. They were also modeled successfully utilizing the 'seismo-gravity' concept.

## 4.2 Ultra dense 3-D gravity modeling of shallow salt and caprock structures

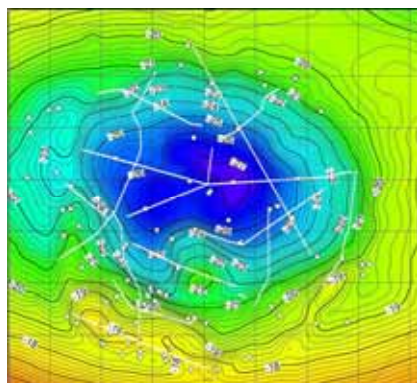
In order to obtain the top surface and thickness of a caprock formation on top of the salt dome Hope, located within the South Permian Basin in NW-Germany, a high-resolution gravity survey was performed (25 stations per km<sup>2</sup>, 0.012 mGal accuracy). In a 3-D inversion and forward modeling process these data were interpreted including side information from several wells and 12 shallow refraction seismic profiles.

### Data analysis

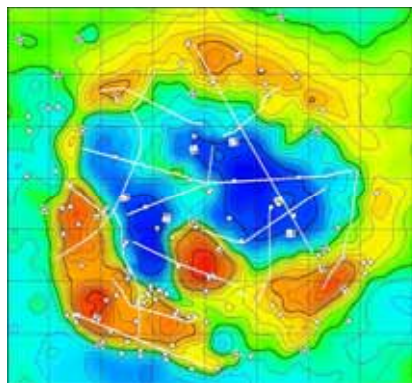
For the establishment of a reliable 3-D start model the different geophysical data sets were utilized in an integrated approach; *Figure 10* shows the Bouguer gravity map. In a first step the lateral outlines of the salt dome Hope were defined coarsely by a draft interpretation of some 3-D seismic reflection profiles. Even more helpful for this task proved the gravity data analysis, especially wavelength filtering and the calculation of directional gradients. By integrating data sets of several wells, some of which reached the base of the salt overhang, the start model could be calibrated in terms of absolute depths. Furthermore, two orthogonal geological profiles were used as a source for discussing the geological situation and some details of the salt dome.

Because this survey was focused on structures in shallow depths the model extension was limited to 500 m in z- direction. This required an appropriate adjustment of an 'allowed' frequency content of the gravity data, thus low-frequency components were suppressed by FFT wavelength filtering. The remaining high frequency contributions, as in the 5 km high-pass residual gravity field (*Fig. 11*), are mainly caused by variations of the salt geometry and the caprock thickness.

For these high-resolution requirements in interpretation an appropriate density of gravity stations is necessary. In this case a nominal distance of 200 m between survey points was realized, resulting in 25 stations per km<sup>2</sup>.



*Fig. 10* Bouguer gravity map



*Fig. 11* Residual field (5 km h-p)

### 3-D model building

The start model consists of several horizons (Quaternary, Tertiary, Upper and Lower Cretaceous and Jurassic), two different geobodies (Roet and Zechstein salt) and the caprock layer as an independent 3-D geometry (see *Fig. 12* for a S-N depth profile).

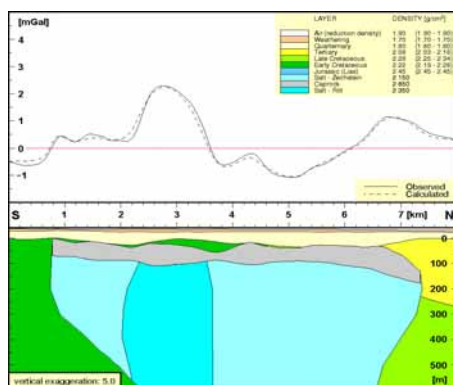
During the following inversion process the base of Quaternary was adjusted first, controlled by well data, most of which reached only shallow depths. Because Tertiary and Cretaceous are not existing in most parts of the salt dome, the top surface of caprock is largely identical with the base of Quaternary.

Some wells were not only drilled into the shallow salt but reached the sediments below; thus they were used to define the proper base of the salt overhang.

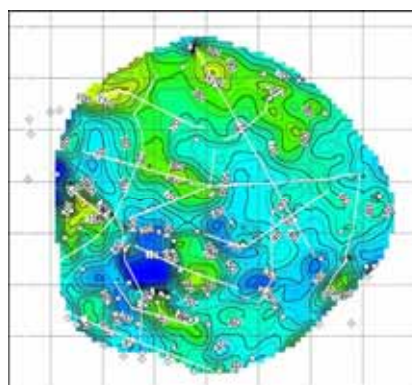
The caprock geometry was formed by an iterative inversion and forward modeling process. Necessary calibration was achieved by the utilization of interpreted depths from 12 shallow refraction seismic profiles and well data, both shown in *Figures 10, 11*. After each iteration the resulting difference map between the high-resolution residual gravity data (*Fig. 11*) and the calculated gravity obtained from the 3-D model was used as input for the following inversion cycle. Rock density values were achieved from regional studies and from density logs of neighbouring wells. Furthermore, the usage of locally valid, formation-dependent velocity-density functions, more accurate than Gardner's formula [1974], allows the interpreter to make use of sonic logs and established velocity models.

### Modeling results

The difference gravity field between the observed residual data and the calculated model response could be reduced from 0.45 mGal (standard deviation) for the initial model to a value of 0.13 mGal for the final model. The obtained depth for the top caprock horizon varies between 0 and 175 m, reflecting the salt geometry. Its thickness above the salt dome ranges from 0 to 120 m, with an average of 60 m (*Fig. 13*).



*Fig. 12* Depth profile from 3-D model



*Fig. 13* Map of caprock thickness

These results help to apply improved static corrections for clarifying sub-salt imaging and allow to define a more accurate velocity model for a 3-D prestack depth migration. The differences in caprock thickness between the initial model and the final results (*Fig. 13*) vary between  $-30$  m and  $+40$  m.

### Conclusions

This case history shows how the integrated interpretation of different data sets allows to utilize gravity surveys far beyond their 'traditional' application as reconnaissance tools:

For the Hope salt dome in NW-Germany a high-resolution 3-D gravity inversion and forward modeling study, closely related to the geological interpretation by integrating all available information from different geophysical methods, lead to quantitative results that resulted in a better understanding of the salt and caprock geometry.

These results were used for an improved control of the static corrections for seismic processing and a more reliable 3-D velocity model in order to reduce image problems below salt and enhance the confidence in the geological play.



### 4.3 Salt-sedimentary structures derived from high-resolution aeromagnetics

Early 1999 a high-resolution aeromagnetic survey was carried out over a part of the German Waddensea, covering an area of approx. 3000 km<sup>2</sup>. Over 10.000 profile km at low altitude were acquired in an environmental sensitive area without any ecological impact during a two weeks operation.

The aim of the survey was the mapping of intra-sedimentary structures (fault and fracture patterns), the refinement of the salt structures and the identification of existing magnetic markers located in the Dogger and the Cretaceous formations.

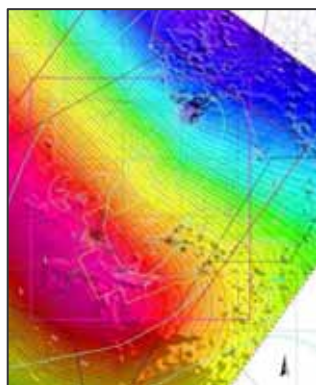
Various analysis and interpretation techniques were applied in order to utilize the high quality magnetic data set: Field separations and 2-D basement modeling, magnetic depth solutions with Werner deconvolution and MaFIC technique and a detailed field analysis and correlation study.

#### Data base

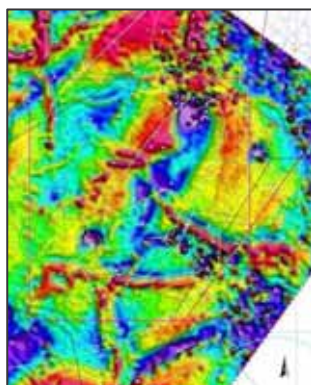
The magnetic data were acquired with a flying altitude of 100 m with an accuracy of  $\pm 0.1$  nT and a profile distance of 250 m. Cultural noise was removed as far as it could be directly correlated with obvious sources. Old and recent 2-D seismics as well as 3-D seismics (partly) was available. A gravity survey with a limited station density (due to difficult conditions in tidal waters) was performed in 1996. Reliable depth-to-basement data are not accessible in this area, and there are no susceptibility values available, despite some inexact core samples.

#### Integrated interpretation

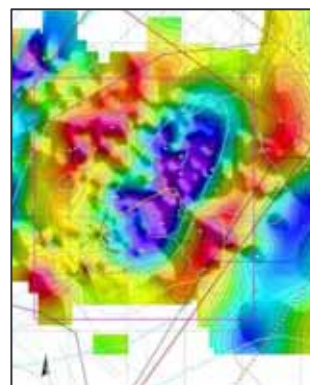
The total magnetic intensity (*TMI*, *Fig. 14*) is dominated by low frequency magnetic anomalies. The most significant one is trending NW-SE, with a positive amplitude of 145 nT. A very complex pattern of low amplitude short wavelength features is clearly visible, superimposed upon this otherwise simple magnetic picture. The interpretation of salt bodies and sedimentary structures relies on a satisfactory separation of these from the deep-source components.



**Fig. 14** TMI, decultured



**Fig. 15** TMI, 0.5-12 km b-p



**Fig. 16** Gravity, 20 km h-p

A number of different transform techniques were applied to the TMI data set in order to enhance the subtle anomalies within the data. A 0.5–12 km band-pass wavelength filter was chosen, shown in *Figure 15*. This residual removes very high frequency 'noise' at one end of the spectrum and the deep basement response at the other.

*Figure 16* shows a 20 km high-pass filter of the Bouguer gravity map derived from a combined sea-bottom and land gravity survey with a station density of only 1/km<sup>2</sup>.

The application of wavelength filters to the magnetic and gravity data enhance the shallow salt related features overlain by possible palaeo-drainage patterns which then can be correlated (*Fig. 15, 16*).

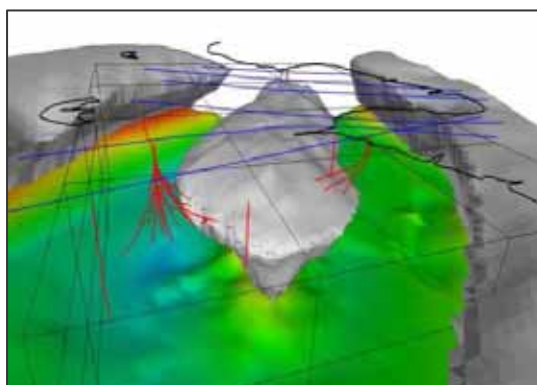
A 3-D 'seismo-gravity' forward modeling study combined seismic and gravity interpretation and lead to a better understanding of the flanks of the Buesum salt dome [Zoch, 1998; Marschall, 1999]. Some of the results are visualized in *Figure 17*.

One of the aims for the aeromagnetic survey was to improve this model derived from gravity and 3-D seismics (in the southern part) alone. Due to the magnetically effective geological complexity and very limited information about susceptibilities a 3-D modeling seemed not to be very promising.

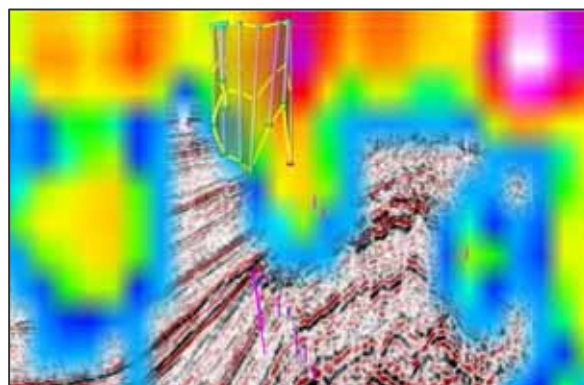
Therefore, a direct inversion method was used as a first approach: Werner magnetic depth solutions were computed along profiles extracted from the total magnetic field in EW and NS directions at 200m intervals. The depth solutions were converted according to the MaFIC technique [Rhodes, 1999] into two SEG-Y formatted data volumes and loaded into a seismic workstation for interpretation.

In order to gather most of the available information within one visualization environment, data analysis results like wavelength filters were converted into an appropriate format. This allows to simplify the evaluation of correlations between 2-D / 3D seismics, gravity, magnetic and log data and their processed and interpreted results.

*Figure 18* shows a slice of the MaFIC solution probability volume (white = 1, transparent = 0), together with the corresponding 3-D seismic line. The manually interpreted pillars are visible, extending from a couple of parallel slices.



**Fig. 17** Salt dome Buesum, base of Triassic



**Fig. 18** Seismic line and MaFIC solutions

When the uppermost depth slices of MaFIC data are displayed, it becomes apparent that the zones above salt walls are generally magnetically complex. This coincides naturally with high frequency anomalies visible in the data analysis maps. Detailed interpretation is possible but remains questionable as long as proofed results of the susceptibility distribution are lacking.

## Conclusions

This study shows how high-resolution aeromagnetic measurements can be utilized to increase the knowledge of geologically complex subsurface structures. The key issue was the proper integration of existing geophysical data to one consistent earth model. But the relationship between the geology and the distribution of rock properties controlling susceptibility and density is still an interdisciplinary research target.

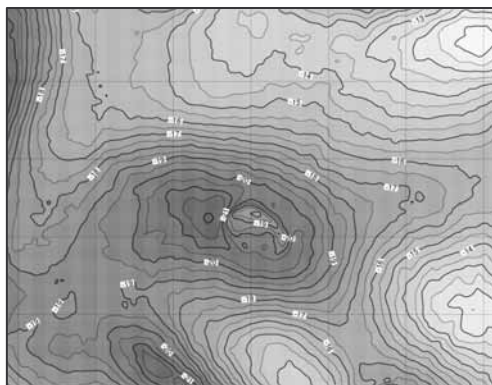
#### 4.4 Shallow salt geometry derived from magnetotellurics and gravity

A high-resolution hybrid natural field / controlled source audio frequency magnetotelluric (AMT/MT) survey was carried out aiming to improve the interpretation of the top / overhang structures of the Wedehof salt dome, located in Northern Germany. The salt boundaries have a strong resistivity contrast with the surrounding sediments and thus represent a good target for electromagnetic measurements. By utilizing 24-bit acquisition systems (*Fig. 24*) and advanced processing techniques, difficulties with cultural noise sources could be solved.

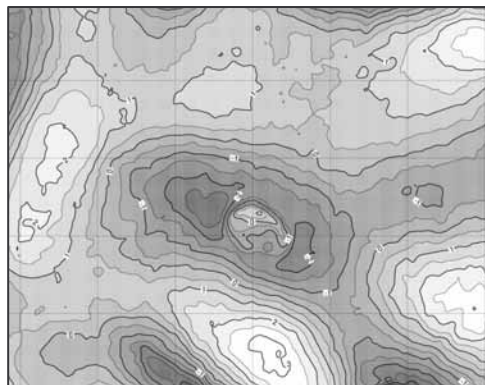
The integrated interpretation of seismics, gravity and magnetotellurics combines the strengths of the different techniques, thus increasing the geological reliability.

##### Existing seismic and gravity data analysis

A review of the existing seismic and gravity data shows that the salt dome has a pillar-like shape, extending 2 km in the NE-SW direction and 5 km in the NW-SE direction, with a crest at about 200 meters depth - with large uncertainties. The minimum visible in the Bouguer gravity map (*Fig. 19*) indicates the salt dome's location, but more details are revealed by the 20 km high-pass wavelength filtering (*Fig. 20*). A local maximum in the centre is probably caused by an increased caprock thickness.

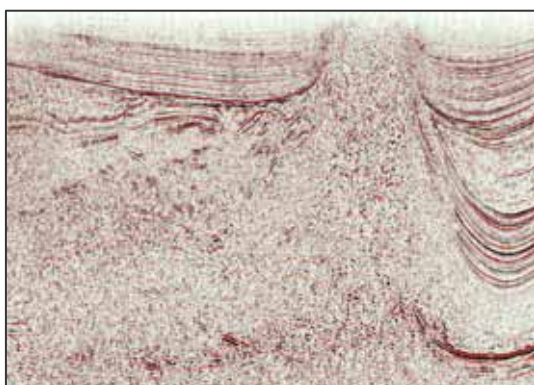


**Fig. 19** Bouguer gravity map

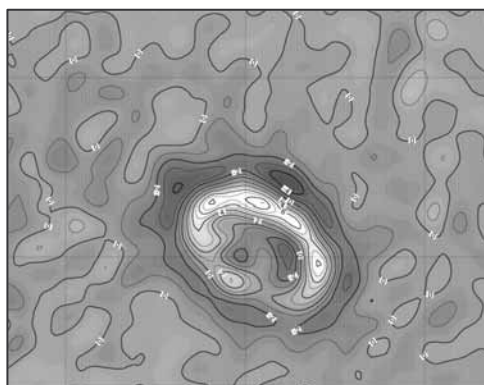


**Fig. 20** Residual field (20 km high-pass)

The acquisition geometry of the 3-D seismics – designed for target depths below 4000 m – causes a very limited resolution of the top salt areas (*Fig. 21*). Due to the variations in caprock thickness and coarse side information (shallow wells) the gravity interpretation results also remained partly uncertain for the near-surface structures of the model. However, the lateral salt boundaries could be mapped reasonably by utilizing the second vertical derivative ( $g_{zz}$ ) of the Bouguer gravity (*Fig. 22*).



**Fig. 21** Seismic section, central salt dome

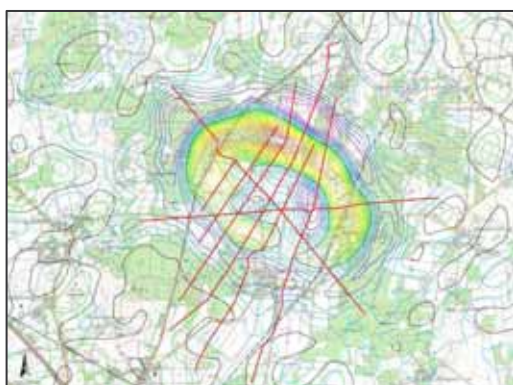


**Fig. 22** Gravity, second vert. derivative



### Magnetotelluric technology

The MT technique records the response of the earth to naturally occurring electromagnetic energy at each receiver location for each measurement. The 2-D layout of electrical dipoles and the 3-D disposition of the magnetometers permits calculation of the vertical distribution of resistivity below the site of measurements. Also conclusions can be drawn about the lateral variation of this vertical resistivity distribution and the strike direction of the associated structural or stratigraphic anomalies. The use of a remote-reference site greatly improved the signal-to-noise ratio. Data were acquired over the frequency range of 0.1 - 20000 Hz for AMT and 0.001-1000 Hz for MT recording in order to allow a high resolution interpretation of all structural events. *Figure 23* shows a topo map with the MT profiles and the contoured  $g_{zz}$  (*Fig. 22*).



**Fig. 23** Topo map, MT lines, contoured  $g_{zz}$

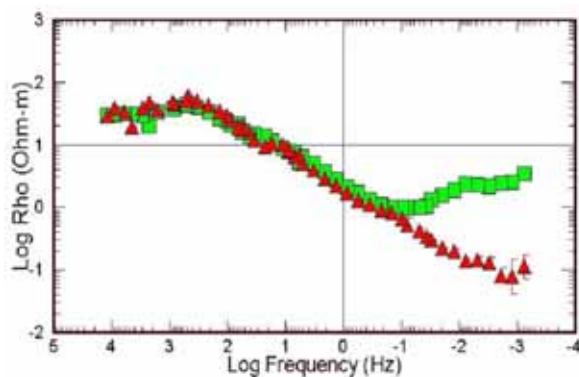


**Fig. 24** MT recording unit in the field

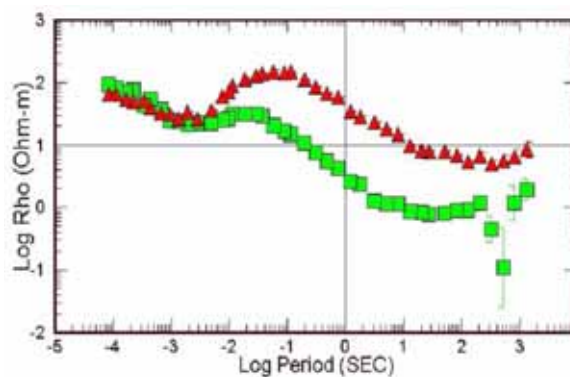
High resolution profiling impedance methods use special properties of incident plane waves to continually map the subsurface conductivity distribution by using properly sampled electric fields in both horizontal directions for optimum lateral resolution, and a broad frequency bandwidth for optimum vertical resolution. Most importantly, a next-generation multi-dimensional inversion code specifically designed to handle high resolution data was developed, converting such data to resistivity-depth sections.

### Magnetotelluric results

First results from the magnetotelluric modeling clearly show the top salt geometry, which coincides with gravity analysis / modeling results. Two apparent resistivity curves (TE and TM modes) out of a total of 400 MT stations are displayed, one is located outside the salt (*Fig. 25*) and the other one above the salt dome (*Fig. 26*). Both represent excellent data quality and advanced processing techniques.



**Fig. 25** Apparent resistivity: station outside salt



**Fig. 26** MT station above the salt dome

## 5 References

- Biegert, E., Witte, S., 2001. 4-D monitoring using gravity and gravity gradients. 63<sup>rd</sup> EAGE conference, Amsterdam, Extended Abstracts, Vol. 1, Paper IG-6.
- den Boer, E., Eikeboom, J., van Driel, P., Watts, D., 2000. Resistivity imaging of shallow salt using magnetotellurics as an aid to prestack depth migration. First Break, Vol. 18, No.1.
- Boschetti, F., Hornby, P., Horowitz, F., 1999. 3D Magnetic Modelling: Research on the analysis and inversion of potential field data. Progress Report, CSIRO Exploration & Mining, Nedlands, Australia.
- Donovan, T.J., Forgey, R.L. and Roberts, A.A. 1979. Aeromagnetic detection of diagenetic magnetite over oil fields. Bull. Am. Assoc. of Petr. Geol. 63, 245-248.
- Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., Gregory, A.R., 1974. Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. Geophysics 39 (6), 770-780.
- Goldhaber, M.B. & Reynolds, R.L., 1991. relations among hydrocarbon reservoirs, epigenetic sulfidization, and rock magnetization: Examples from the south Texas coastal plain. Geophysics 56(6), 748-757.
- Henderson, R., Miyazaki, Y. and Wold, R. 1984. Direct detection of hydrocarbons from airborne magnetics. Bull. Australian Soc. Expl. Geophysicists. 15(4), 213-219.
- Henke, C.H., 1995. Zur dreidimensionalen Modellierung und Visualisierung von Schweredaten angewendet auf das südliche Rote Meer. Ph.D. thesis, Ber. d. ZMK Hamburg, Reihe C, Nr. 7.
- Henke, C.H., 1996. Integrated three-dimensional density and velocity modeling using a visualization system. 58<sup>th</sup> EAGE conference, Amsterdam, Extended Abstracts, Vol. 1, Paper M050.
- Henke, C.H., Krieger, M.H., Müller, C., 2001. Structural interpretation of aeromagnetic data in a complex salt-sediment environment. 71<sup>st</sup> annual SEG meeting, San Antonio, Expanded Abstracts.
- Jaritz, W., 1973. Zur Entstehung der Salzstrukturen Nordwestdeutschlands. Geol. Jb., A, 10, BGR, Hannover.
- Johnson, E.A.E., 1998. Use higher resolution gravity and magnetic data as your resource evaluation progresses. The Leading Edge, 17(1), 99.
- Krieger, M.H., Henke, C.H., Zoch, H.J., 1998. Seismo-Gravity – an example from NW-Germany: Salt dome Verden. J. Seism. Expl. 7, 319-328.
- Krieger, M.H., Henke, C.H., Müller, C., 2001. Static corrections derived from ultra-dense gravity surveying, inversion and 3-D modeling of shallow salt and caprock structures. 70<sup>th</sup> annual SEG meeting, Calgary, Expanded Abstracts.
- LaFehr, T.R., 1980. Gravity method. Geophysics 45 (11), 1634-1639.
- Marschall, R., Zoch, H.J., Henke, C.H., Krieger, M.H. and Kockel, F., 1999. Successful imaging below salt: technique and two case histories. AAPG International Conference and Exhibition, Birmingham. Extended Abstracts, 347-351.
- Rhodes, J., Peirce, J., 1999. MaFIC – Magnetic Interpretation in 3-D using a Seismic Workstation. 69<sup>th</sup> annual SEG meeting, Houston, Expanded Abstracts, 335-338.
- Skilbrei, J.R., Kihe, O., 1999. Display of residual profiles versus gridded image data in a aeromagnetic study of sedimentary basins: A case history. Geophysics 64(6), 1740-1747.

Starcevic, M., Djordjevic, A., Sekulic, D. , 1999. Hydrocarbon investigation based on near-surface magnetic anomalies. 69<sup>th</sup> annual SEG meeting, Houston, Expanded Abstracts, 425-428.

Talwani, M., Schweitzer, M., Feldman, W., DiFrancesco, D., Konig, W., 1999. Time Lapse Gravity Gradiometry. 69<sup>th</sup> annual SEG meeting, Houston, Expanded Abstracts, 397.

Zerilli, A., 1996. Foreword. Geophysical Prospecting, Vol 44, 917-919.

Zerilli, A., Swift, R., 1997. The Application of Magnetotelluric to Hydrocarbon Exploration in Pakistan and Italy. Workshop on Effective Exploration in Difficult Terrains. 59<sup>th</sup> EAGE conference, Geneva.

Zerilli, A., Botta, M., Apolloni, B., 1997. Improving Magnetotelluric data degraded by coherent noise by robust regression analysis and recurrent neural networks. 67<sup>th</sup> SEG meeting, Dallas, Expanded Abstracts, 366-369.

Zerilli A., Botta, M., 1998. Advances in Magnetotellurics applied to extreme noise environments. 68<sup>th</sup> SEG meeting, New Orleans.

Zoch, H.J., Fischer, K., and Marschall, R., 1998. The Mittelplate oilfield in the German Waddensea, the largest German oilfield at a salt dome flank. In: Kockel, F. and Marschall, R. (Eds.), Geology and Geophysics of Salt Structures. J. Seism. Expl., Vol. 7, 297-311.