

Zusammenfassung

Am Beispiel der Bohrdaten der Bohrung Boetersen Z5a wurde mit dem Modul PetroViewPlus der Schlumberger Software GeoFrame der Tongehalt bestimmt. Als Tonindikatoren kamen das integrale und spektrale Gamma, das SP, das Neutron und das Sonic Log zum Einsatz. Die Ergebnisse der Tongehaltsbestimmung auf diesen vier Wegen wurden ermittelt, verglichen und versucht zu verfeinern.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
1 Zielstellung	4
2 Einleitung	4
3 Petrophysikalische Grundlagen	5
3.1 Tonminerale	5
3.2 Sandstein	6
4 Methoden der Tongehaltsbestimmung	7
4.1 Messung mit dem Eigenpotential (SP) Log	7
4.1.1 Grundlagen	7
4.1.2 Messung	8
4.1.3 Zusammenfassung und Probleme	10
4.2 Messung mit dem Gamma Log	10
4.2.1 Grundlagen	10
4.2.2 Messung	12
4.2.3 Zusammenfassung und Probleme	15
4.3 Messung mit dem Neutron Log	15
4.3.1 Grundlagen	15
4.3.2 Messung	17
4.3.3 Zusammenfassung und Probleme	19
4.4 Messung mit dem Sonic Log	19
4.4.1 Grundlagen	19
4.4.2 Messung	20
4.4.3 Zusammenfassung und Probleme	22
5 Arbeitsgrundlagen	23
5.1 Die Bohrung Boetersen Z5a	23
5.2 Das Modul PetroViewPlus	23
5.3 Erste Interpretationen	25
5.3.1 Vorgehen bei der Tongehaltsbestimmung im Modul PetroView-Plus	25
5.3.2 Tongehalte aus den einzelnen Tonindikatoren	30
5.3.3 Die Kanäle des spektralen Gamma Logs	32
6 Tongehaltsbestimmung	33
6.1 Gamma Log, SP Log, Sonic Log	33
6.2 Neutron Log	34
6.3 Spektral Gamma Log	34
7 Zusammenfassung und Ausblicke	38

Tabellenverzeichnis

1	Tonindikationsoptionen [9]	26
2	Werte der Tonbestimmung der einzelnen Logs [8]	29
3	Werte der Tonbestimmung für das Neutron Log [8]	30
4	Auszüge aus dem integralen und spektralen Gamma Log	35

Abbildungsverzeichnis

1	Matrix, Porenraum und Fluide [14]	6
2	Diffusions- und Membranpotential [1]	9
3	Gamma-Strahlungsspektren der Kalium, Thorium und Uran-Serie [1] .	11
4	Gammastrahleninteraktionen [3]	13
5	Gamma log [1]	14
6	Neutron-Moderation [5]	16
7	Neutron logging tool [3]	17
8	Schematische Darstellung des Sonic Logs [3]	21
9	Tonindikatoren im Modul PetroViewPlus	24
10	Setup Menü im Modul PetroViewPlus	25
11	Shale Point Menü im Modul PetroViewPlus	27
12	Shale Points	28
13	Density-Neutron Crossplot [9]	29
14	Einbinden des Kaliumkanals	33

Gleichungsverzeichnis

1	elektrokinetisches Potential	12
2	Diffusionspotential	12
3	Membranpotential	12
4	statisches Eigenpotential	12
5	Shale Index aus dem SP Log	12
6	Eigenpotential nach Pickett	12
7	Energie und Wellenlänge der Gammaquanten	12
8	Intensität der Gammastrahlung	12
9	Shale Index aus dem Gamma Log	12
10	Shale Index aus dem Neutron Log	12
11	Tonanteil und -volumen aus Porositäten	12
12	Shale Index aus dem Sonic Log	12
13	Shale Index aus dem Gamma Log	12
10	Shale Index aus dem Neutron Log	12
15	Tonvolumen aus dem Density-Neutron Crossplot	12
16	relative Abweichung zwischen integralem und spektralem Gamma .	12

1 Zielstellung

An Hand der Messdaten der Bohrung *Boetersen Z5a* und mit Hilfe des Moduls *PetroViewPlus* aus dem Softwarepaket *GeoFrame* der Firma Schlumberger sollen die Möglichkeiten der Tongehaltsbestimmung untersucht werden. Alle in Frage kommenden geophysikalischen Bohrlochdaten (*Logs*) sind auf ihre Relevanz hin zu prüfen und zur Bestimmung heranzuziehen. Besonderes Augenmerk liegt auf der Einbindung des spektralen Gammalogs, da dieses Log für die Tongehaltsbestimmung im Modul *PetroViewPlus* nicht auf klassischen Wege genutzt werden kann. Es sollen in diesem Fall Wege gesucht werden besonders den Kaliumkanal anstatt des normalen Gammalogs einzubinden.

Diese Bakkalaureus/Bachelor-Arbeit (im weiteren Verlauf nur Bachelorarbeit genannt) ist im Zusammenhang mit der Studienarbeit von Michael Tauchnitz [8] zu sehen. Sie baut auf den darin gewonnen Ergebnissen im Umgang mit dem Modul *PetroViewPlus* und der Entwicklung eines Berechnungsmodells für den Tongehalt und die Wassersättigung auf.

2 Einleitung

Erdölexploration hat und wird noch für viele Jahre die Bohrlochgeophysik bestimmen. Viele Fortschritte in diesem Bereich der Geophysik wurden schon gemacht, dennoch bleibt die Suche nach Erdöl und auch Erdgas weiterhin ein risikoträchtiges Unternehmen. Aus geologischen Modellvorstellungen heraus werden potentielle Kohlenwasserstofflagerstätten sondiert und mit Hilfe der Geophysik näher auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht. Mit größeren Tiefen betritt man hier das Gebiet der Bohrlochgeophysik.

Die Bedeutung der Tongehaltsbestimmung im Zuge von Bohrlochmessungen offenbart sich nur dem zweiten Blick. Ton ist dank seiner petrophysikalischen Eigenschaften im Gegensatz zum Sandstein kein Speichergestein für Erdöl oder Erdgas und selten Träger abbauwürdiger Minerale. Im Gegenteil, er wirkt eher schädlich auf fast alle Verfahren der Bohrlochgeophysik - sei es nun Widerstands-, Laufzeit- oder γ -Strahlungsmessungen. Warum sollte es dann sinnvoll sein, der Tongehaltsbestimmung aus verschiedenen Messwert Logs so viel Aufmerksamkeit zu widmen?

Die naheliegendste Antwort ist eigentlich schon gegeben worden. Weil er störend auf die Messverfahren wirkt. Um diesen Effekt aus den Messwerten herausrechnen zu können, muss entweder per apparativer Entwicklung der Sonden oder durch ein Prozessing der Daten nach Ton korrigiert werden. Dazu sind genau Informationen zur Tonverteilung nötig.

Auch wenn Tonminerale nicht primär zur Identifizierung von Kohlenwasserstoffen dienen können, liefern sie dennoch nützliche Anhaltspunkte. Eigenpotentiale können

3 Petrophysikalische Grundlagen

sich beispielsweise an Kontakten von Sandstein- und Tonsteinhorizonten aufbauen. Eine Messung dieser Potentiale kann damit zum Auffinden von Speichergesteinen für Erdöl und Erdgas beitragen. Tonstein-Sandstein Abfolgen sind außerdem ein interessant Refugium für Explorationsgeophysiker. Sandstein können Kohlenwasserstoffe beinhalten, während Tonminerale als undurchlässig für diese gelten. Ein solche Schichtung bietet damit potentielle Möglichkeiten als Erdöl- oder Erdgasfalle.

Die größte Bedeutung kommt dem Ton wohl aber als möglicher Bestandteil im Porenraum zu. Tonminerale sind meist nicht in klassischen Schichtfolgen sondern als Anteil in Gesteinen und eben auch im Raum von Poren anzutreffen. Dort reduzieren sie die *Nutzporosität* (Anteil der Porenräume am gesamten Gesteinsvolumen) und die *Permeabilität* (Durchströmeigenschaft des Gesteins für Fluide). Wenn es um die Abbauwürdigkeit von explorierten Lagerstätten geht, spielt der Tongehalt eine große Rolle. Hohe Anteile führen zu geringeren Mengen an vorhandenen Kohlenwasserstoffen und behindern außerdem ein Abführen dieser.

Es ist somit angerissen welche Rolle Tone und Tongehalte gerade für die Exploration von Erdöl und Erdgas spielen. Dem wird in der Industrie Rechnung getragen, in dem Methoden der Tonkorrektur sowohl auf apparativem als auch rechnerischen Weg entwickelt werden. Am Beispiel von Daten der Bohrung Boetersen Z5a werden folgend Möglichkeiten der Tongehaltsbestimmung untersucht.

3 Petrophysikalische Grundlagen

Aus Kapitel 2 ist ersichtlich welche Bedeutung, der Identifizierung von Sand- und Tonsteinhorizonten in der Explorationsgeophysik zukommt. Deshalb folgt eine petrophysikalische Einführung in die Eigenschaften der beiden Gesteine.

3.1 Tonminerale

Tonminerale sind feinkörnige, gitterartig geschichtete Minerale und bestehen vorwiegend aus wasserhaltigen Alumo-Silikaten. Sie entstehen als Verwitterungsprodukt und sind daher von dem Typ des Muttergesteins und den Verwitterungsbedingungen abhängig. Auf Grund ihrer geschichteten Struktur und ihrer sehr geringen Korngröße verfügen Tonminerale über eine - im Verhältnis zu ihrem Volumen - sehr große Oberfläche. Entsprechend groß sind auch die davon ausgehenden Oberflächenkräfte, d.h. Tonminerale binden viel Wasser. Aus der geringe Porengröße und der starken wasserbindenden Kapillarkräfte resultieren schließlich eine Permeabilität von nahezu Null und dennoch eine hohe Porosität. Außerdem verfügen wassergesättigte Tonminerale auf Grund ihren Wassergehaltes über einen geringen Widerstand bei elektrischen Widerstandsmessungen [2] [4].

Ton als Mineral findet sich meist als Bestandteil in Gesteinen, wie z.B. dem Schiefergestein, der hauptsächlich aus verschiedenen Tönen besteht, oder verhält sich in

3 Petrophysikalische Grundlagen

gelöster Form wie ein Fluid im Porenraum (siehe Abbildung 1). In der Literatur wird demnach auch selten eine Unterscheidung zwischen Schiefergestein (*shale*) und Ton (*clay*) getroffen, daher werden beide im weiteren Verlauf dieser Arbeit als Tonminerale oder einfach Tone zusammengefasst.

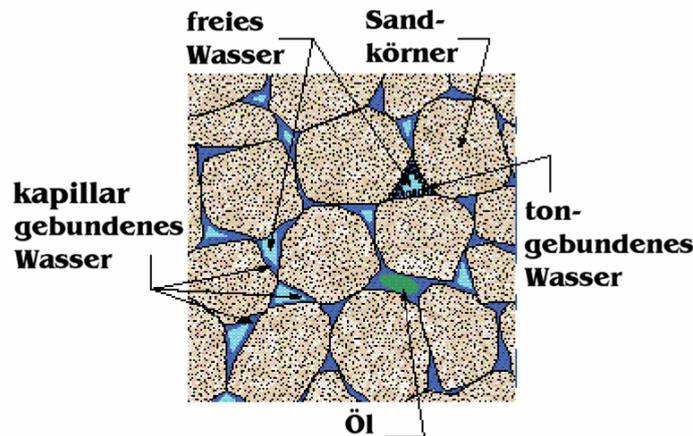


Abbildung 1: Matrix, Porenraum und Fluide [14]

Eine weitere Besonderheit der Tonminerale besteht in ihrer Eigenschaft Metall-Ionen zu binden. Während der Bildung im Zug der Verwitterung reichern sich Elemente wie Uran und Thorium, aber auch Kalium (${}_{19}\text{K}^{40}$) als Ionen an. Auf Grund der Instabilität dieser Metallionen sind Tonminerale die stärksten natürlich vorkommenden Emittier für γ -Strahlung [5]. Die γ -Strahlung wird in APIg Einheiten (*American Petroleum Institut gamma ray units*) gemessen, sie beträgt für Tonminerale etwa 75-150 APIg Einheiten [4].

Das Eigenpotential (*SP*) der Tonminerale beträgt nach Definition Null. Das *Ton-* oder *Membran-Potential* ist als der Nullpunkt der *SP*-Messung definiert, alle anderen *SP*-Werte werden positiv oder negativ davon abgetragen [4].

3.2 Sandstein

Sandstein ist eine Aggregation von verschiedenen Mineralen oder Gesteinspartikeln der Korngröße $\frac{1}{16}$ mm bis 2 mm. Das können sowohl Quarz, Granit, Gips, Feldspat, Glimmer und Hematit als auch biologische Verfestigungen bzw. Ausscheidungen wie Korallen sein. Für gewöhnlich sind die einzelnen Sandkörner mit einem Bindemittel wie Silikate, Karbonate, Tone oder Eisenoxide zementiert. Gerade für die Erdölindustrie spielt der Sandstein eine außergewöhnliche Rolle, besitzt er doch mit seiner großen Verbreitung (80% der oberflächennahen Gesteine [4]), seiner hohen Porosität

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

(20-35%) und Permeabilität ausgezeichnete Eigenschaften, die ihn zu dem wichtigsten Speichergestein für Erdöl und -gas machen. Tonminerale reduzieren die Werte, so dass die Speichereigenschaften von Sandstein nie ohne den Tongehalt betrachtet werden dürfen.

Der elektrische Widerstand von Sandstein reicht von $0,1 \Omega\text{m}$ für saline Sande bis zu $10^{14} \Omega\text{m}$ für trockenene Quarzsande. Genauso wie Tonminerale reichern sich auch in Sandsteinen radioaktive Elemente wie Kalium, Uran und Thorium an. Der Anteil radioaktiven Kaliums z.B. beträgt 0,0132-0,0612% [4], wobei dieser hauptsächlich den Ton- und Feldspatkomponenten zuzuschreiben ist. In Quarz dagegen kann keine oder nur sehr geringe natürliche Radioaktivität nachwiesen werden. Arkosische Sande (Verwitterungsprodukt saurer, magmatischer Gesteine) oder Granit-Sande zeigen auf Grund ihrer höheren Feldspatanteile beispielsweise höherer Radioaktivitäten. Typische γ -Emissionen bewegen sich um 25 APIg Einheiten.

Das Eigenpotential von Sandstein ist $\pm 150 \text{ mV}$ [4] und hängt stark von der Salinität des Formationswassers, der Bohrspülung und deren Tongehalt ab.

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

Im folgenden werden die Grundlagen für die einzelnen Wege der Bestimmung des Tongehaltes dargelegt. Augenmerk liegt dabei besonders auf den einzelnen Stärken und Schwächen der Methoden, die eine spätere Analyse der Tongehalte erleichtern.

4.1 Messung mit dem Eigenpotential (SP) Log

4.1.1 Grundlagen

Grundlage jeder *Eigenpotentialmessung* sind natürliche elektrische Potentiale, die durch elektrochemische oder mechanische Aktivitäten in der Formation entstehen. Diese Potentiale sind auf die Verwitterung von sulfidischen Mineralkörpern, Variationen in den Gesteinseigenschaften, bioelektrischen Aktivitäten von organischem Material, Druck- und Temperaturdifferenzen oder unterirdischen Wasserströmungen zurückzuführen. Die vier wichtigsten Potentiale sind das *Elektrokinetische* oder *Strömungspotential*, das *Diffusionspotential*, das *Ton-*, *Nernst-* oder *Membranpotential* und das *Mineralisationspotential*.

Das elektrokinetische Potential (*electrokinetic potential*) wird bei Lösungen mit einem bestimmten elektrischen Widerstand ρ und Viskosität η beobachtet, wenn sie durch ein kapillares oder poröses Medium gezwungen werden. Dabei ergibt sich eine Potentialdifferenz zwischen den beiden Enden des kapillaren oder porösen Mediums nach

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

$$E_k = -\frac{\zeta \Delta P k \rho}{4\pi\eta}$$

mit dem Adsorptionspotential ζ , der Druckdifferenz ΔP und der Dielektrizitätskonstante k der Lösung [1].

Das Diffusionspotential (*liquid-junction potential*) liegt in der unterschiedlichen Mobilität von Ionen begründet und wird bestimmt durch

$$E_d = -\frac{R\Theta(I_a - I_c)}{Fn(I_a + I_c)} \ln \frac{C_1}{C_2}$$

mit der universellen Gaskonstante R , der *Faraday*-Konstante F , der absoluten Temperatur Θ und dem Wichtungsfaktor n . I_a und I_c sind die Ionenmobilitäten und C_1 und C_2 die Konzentrationen der Ionen in der Lösung [1]. Für Natriumchlorid (NaCl) bedeutet diese beispielsweise, dass Chlorid-Ionen dank ihrer größeren Ionenmobilität besser in Sandstein migrieren als die Natrium-Ionen.

Wenn man zwei gleiche Metallelektroden in eine homogene Lösung eintaucht, ist kein Potential messbar. Wenn jedoch eine Konzentrationsinhomogenität vorliegt, kann das Ton- oder Membranpotential (*shale potential*) nach

$$E_s = -\frac{R\Theta}{Fn} \ln \frac{C_1}{C_2}$$

gemessen werden [1]. Die Kombination von Diffusions- und Membranpotential wird auch als elektrochemisches oder *statisches Eigenpotential* E_c bezeichnet. Für NaCl beträgt es zu einer bestimmten Temperatur T in $^{\circ}\text{C}$, für $n=1$, $\Theta=298\text{ K}$ und einem Ionenmobilitätsverhältnis $\frac{I_a}{I_c}=1,49$

$$E_c = -70,7 \frac{(T + 273)}{273} \log \frac{C_1}{C_2}$$

[1]. Bei einem vorgegebenen Konzentrationsverhältnis von 5:1 erhält man bei einer Temperatur von 25°C einen Wert von $\pm 50\text{ mV}$ für E_c .

Ein weiteres Potential ist außerdem messbar, wenn man zwei verschiedene Metallelektroden in eine homogene Lösung eintaucht. Dieses elektrolytische Kontaktpotential wird mit dem statischen Eigenpotential zum Mineralisationspotential zusammengefasst und tritt besonders in Mineralisationszonen in Erscheinung.

Für die Betrachtung innerhalb dieser Bachelorarbeit sind vor allem das Diffusions- und das Membranpotential von Bedeutung.

4.1.2 Messung

Die Messung des Eigenpotentials (SP) ist eines der ersten geophysikalischen Messverfahren im Bohrloch, nicht zuletzt wegen seiner einfachen Messapparatur. Es wurde nämlich festgestellt, dass von einer einzelnen Potentialelektrode im Bohrloch bezüglich einer geerdeten Elektrode an der Oberfläche ein Potential gemessen werden

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

kann. Dieses Potential ist eine Überlagerung der wichtigsten in Kapitel 4.1.1 vorgestellten Potentiale. Das Eigenpotential oder auch natürliches Potential verdankt seinen Namen der Tatsache, dass zu dieser Messung keine Stromspeisung nötig ist.

In Explorationsbohrungen nach Öl wird das SP-Log hauptsächlich zur Identifizierung von Tonschichten, im speziellen den Grenzen zwischen Tonmineralen und Sandsteinen, angewendet (siehe Kapitel 2). Für diese Aufgabe genügt für die SP-Messung die Betrachtung des statischen Eigenpotentials (Membran- und Diffusionspotential), dessen Wert normalerweise unter 75 mV liegt. Tonminerale sind permeabel für Na^+ Ionen, nicht aber für Cl^- Ionen. Demnach baut sich ein Membranpotential auf, wenn Na^+ Ionen aus salinen Formationswässern des Sandsteins in benachbarte Tonschichten und anschließend in die Bohrspülung migrieren. Zusätzlich baut sich ein Diffusionspotential entlang der Grenze zwischen der salinen Sandsteinformation und der *invaded zone* auf. Als Folge der größeren Mobilität der Chlorionen gegenüber den Natriumionen findet ein Fluß von Cl^- in die invaded zone statt (siehe dazu Abb. 2).

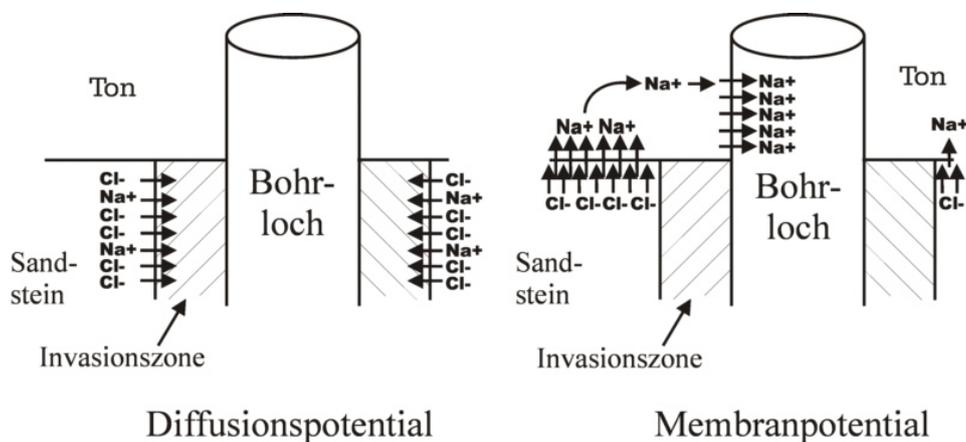


Abbildung 2: Diffusions- und Membranpotential [1]

Die eigentliche Messung des Eigenpotentials ist sehr einfach. Ein Voltmeter mit hohem Eingangswiderstand wird zwischen zwei nichtpolarisierten Elektroden geschaltet. Dort misst es das Potential zwischen der beweglichen Elektrode im Bohrloch und der fixen Elektrode an der Erdoberfläche. Der Tonindex als wichtige Größe für die Tongehaltsbestimmung wird schließlich durch die folgende Gleichung berechnet und findet auch bei der Bestimmung am Beispiel der Bohrung *Boetersen Z5a* (siehe Kapitel 5.1) seine Anwendung :

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

$$SI = \frac{SP_{zone} - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}}$$

wobei SI der *Shale Index*, SP_{sh} das Eigenpotential für 100% Ton, SP_{clean} das Eigenpotential in tonfreiem Gestein und SP_{zone} der Meßwert für das Eigenpotential in einer bestimmten Tiefe ist.

4.1.3 Zusammenfassung und Probleme

Nach Pickett [7] kann das Eigenpotential mit folgender Gleichung beschrieben werden

$$SP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w} + E_k$$

wobei K eine temperaturabhängige Konstante, R_{mf} der Widerstand des mud-Filtrats, R_w der Widerstand des Formationswassers und E_k das elektrokinetische Eigenpotential in negativen mV ist.

Damit ist das Eigenpotential hauptsächlich eine Funktion des Verhältnisses von R_{mf} und R_w und wird durch Parameter wie dem Tongehalt, hochohmigen Formationen oder dem Vorhandensein dünner Schichtfolgen reduziert.

Probleme beim SP-Log bereiten Szenarien, bei denen sich die oben beschriebenen Eigenpotentiale nicht vollständig aufbauen können. Beispielsweise bei eventuellen Leckströmen, die die Elektroden polarisieren, dichten Formationen, in denen nur geringe Salinitätsunterschiede zwischen der Bohrspülung und dem Formationswasser existieren, ölhaltigen Spülungen sowie spülungsfreien (*empty holes*) oder verrohrten Bohrungen (*cased hole*). Weitere störende Einflüsse sind metallische Körper im Untergrund, Korrosion der Elektroden und sämtliche elektrische Anlagen - im Tool selbst oder an der Erdoberfläche.

Dennoch bietet sich bei Beachtung der Störgrößen und in Korrelation mit anderen Logs, gute Möglichkeiten gesuchte Sandstein-Ton-Grenzen zu identifizieren.

4.2 Messung mit dem Gamma Log

4.2.1 Grundlagen

Natürliche γ -Strahlung hat ihren Ursprung im spontanen Zerfall von instabilen Atomkernen. Dabei wird je nach Kernreaktion α -, β - oder γ -Strahlung freigesetzt, wobei letztere zur Tongehaltsbestimmung herangezogen wird. γ -Strahlung resultiert hauptsächlich in dem Vorhandensein geringer Mengen folgender drei Quellen :

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

1. von den Tochter-Isotopen aus dem radioaktiven Zerfall von Uran-238, (${}_{92}\text{U}^{238}$)
2. von den Tochter-Isotopen aus dem radioaktiven Zerfall von Thorium-232, (${}_{90}\text{Th}^{232}$)
3. von radioaktiven Kalium-40, (${}_{19}\text{K}^{40}$).

Obwohl die γ -Strahlung von Uran und Thorium im allgemeinen wesentlich intensiver ist, spielt Kalium dennoch eine große Rolle. Zum einen ist die γ -Strahlung von Kalium monoenergetisch, das Energiespektrum von U und Th dagegen breit und relativ komplex (siehe Abbildung 3). Zum anderen ist Kalium ein deutlicher Tonindikator während radioaktives Uran und Thorium eher charakteristisch für eingelagerte Biomasse in Gesteinen sind. Allgemein lässt sich sagen, dass die Radioaktivität mit γ -Strahlung am stärksten in Sediment, in metamorphen Gesteinen schon deutlich geringer und in Magmatiten am schwächsten ist.

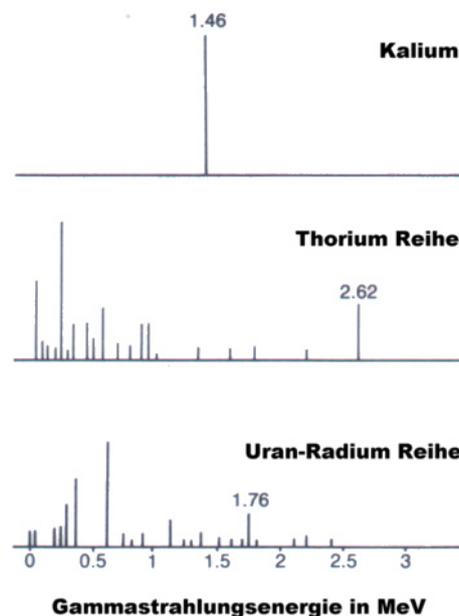


Abbildung 3: Gamma-Strahlungsspektren der Kalium, Thorium und Uran-Serie [1]

Die emittierten γ -Quanten bewegen sich mit Lichtgeschwindigkeit fort, ihre Energien spiegeln sich daher in ihren Schwingungsfrequenzen wider. Sinkt die Energie eines Quants, sinkt auch die Frequenz, und damit wird die Wellenlänge größer.

$$E = \hbar \cdot f$$

$$c = \lambda \cdot f$$

mit der Energie E eines γ -Quants, der *Planck*-Konstanten \hbar , der Frequenz f , der Wellenlänge λ und der Lichtgeschwindigkeit c .

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

Ein energiereiches γ -Teilchen interagiert auf seinem Weg mit dem umgebenden Material auf drei verschiedenen Art und Weise. Es kann seine gesamte Energie auf eine Elektron eines Atomes übertragen (*Photoelektrischer Effekt*), das damit genug kinetische Energie erhält, um die Atomhülle zu verlassen und als freies Elektron zur Verfügung steht. Oder es überträgt nur einen Teil seiner Energie (*Compton-Effekt*, ähnlich einem elastischen Stoß) auf das Elektron, dabei wird ein Compton-Elektron emittiert und die nun energieärmere γ -Strahlung wird abgelenkt (siehe Abbildung 4). Die dritte Interaktion besteht in einer Elektron-Positron *Paarbildung*. Dabei wird das Gamma-Quant vollständig absorbiert und ein Elektron-Positron-Paar wird ausgesandt.

Die jeweilige Reaktion der Materie hängt von der Energie der γ -Strahlung ab. Bei Energien unter 200 keV findet der Compton-Effekt statt, zwischen 200 keV und 510 keV der Compton-Effekt und für Energien über 1020 keV die Paarbildung. [1] Alle drei Effekte sind außerdem von der Elektronendichte im Material abhängig, d.h. von der Ordnungszahl Z des Elementes. Der Photoelektrische Effekt ist zu Z^6 und der Compton-Effekt zu Z proportional, bei der Paarbildung geht Z^2 ein.[1] Durch eine Messung der Energie der natürlichen γ -Strahlung und der Zuordnung zu dem Kalium, Thorium oder Uran-Kanal kann man somit Aussagen zum Tongehalt (vereinfacht : je mehr Gamma-Strahlung aus dem Kalium-Kanal desto höher der Tonanteil) und zur Dichte des Materials machen. Dafür wird meist separat eine Bohrlochsonde für die spektrale Gammastrahlung gefahren. Sie ermöglicht eine Aufspaltung des gesamten Energiespektrums in die für die γ -Quellen typische diskreten Energiezustände (siehe Abbildung 3). Für die Dichtebestimmung reicht für gewöhnlich die Intensität der natürlichen γ -Strahlung nicht aus, beim *Gamma-Gamma-Density* wird daher noch eine Gamma-Strahlungsquelle verwendet.

Die Intensität I ist, wie schon erörtert, von der Dichte des Umgebungsmaterials abhängig und nimmt exponentiell mit der Eindringtiefe in der Formation ab und zwar nach

$$I = I_0 e^{-\mu x}$$

mit der Ausgangsintensität I_0 , der Eindringtiefe x und dem Absorptionskoeffizienten μ . Die mittlere Energie der natürlichen γ -Strahlung liegt bei ungefähr 1MeV, die mittlere Eindringtiefe beträgt etwa 30 cm. Ungefähr die Hälfte der im Bohrloch gemessenen Gamma-Strahlung stammt aus einem 15 cm Radius in der Formation, eine Verrohrung reduziert die Intensität um ungefähr 30%.

4.2.2 Messung

Eine Gamma-Strahlungs-Messonde (*gamma ray logging tool*) misst die natürliche γ -Strahlung (*natural gamma*) im Bohrloch. Ein solche Sonde besteht prinzipiell aus einem Detektor für die γ -Strahlung und einem Verstärker. Ältere Tools verwendeten als Detektor noch Geiger-Müller-Zähler oder Ionisationskammern, aktueller Stand der Entwicklung ist aber der Szintillationszähler [1]. Die γ -Quanten regen das Szin-

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

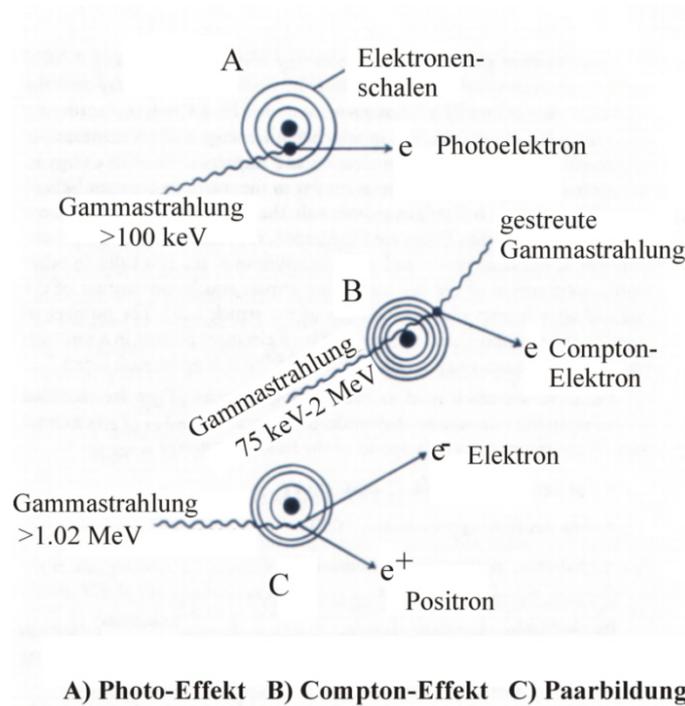


Abbildung 4: Gammastrahleninteraktionen [3]

tillationsmaterial - z.B. gezüchtete Kristalle aus Natriumiodid (NaI)- an, wodurch es zu einer Lichtemission (Szintillation) kommt. Die Lichtquanten werden auf die Photokatode eines Sekundärelektronenvervielfachers (SEV) überführt und erzeugen dort Photoelektronen. Deren Zahl wird im SEV um einen Faktor von $10^6 \dots 10^8$ vergrößert, so dass ein gut nachweisbarer Ladungsimpuls entsteht. Die Höhe des Ladungsimpulses ist der Quantenenergie proportional [6]. Es ist daher nicht nur möglich die Anzahl der Quanten, sondern auch ihre Energie zu bestimmen und damit die Zuordnung zu einem der drei Quellen-Kanäle (U, Th, K). Die aufgezeichneten Ladungsimpulse werden dann entweder auf analogem oder digitalem Wege zur Erdoberfläche transportiert. Wie schon in Kapitel 3.1 beschrieben, werden die Ladungsimpulse in APIg Einheiten angegeben. An der *Houston University* wurde diese Einheit an dem Unterschied von niedrig zu hochradioaktivem Zement ($=200 \text{ APIg}$) definiert. Tonminerale haben besitzen Werte um 100 APIg Einheiten.

In Sedimenten schlägt das γ -Log (die Messkurve) hauptsächlich auf Tonminerale an, weil sich in Tonen und Schiefer radioaktive Elemente besonders stark anreichern. Gamma-Anomalien können aber auch durch vulkanische Aschen, granitische Spülungen, Pottasche, Formationswässer, die radioaktive Salze mit sich führen, und Uranerze herbeigeführt werden. Das γ -Log korreliert für gewöhnlich in Bezug auf Tonminerale mit dem SP-Log (siehe Kapitel 4.1) und ersetzt dieses heutzutage auch öfters, zum Beispiel, wenn das SP-Log prinzipbedingt nicht anschlägt (siehe Kapitel 4.1.3).

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

Statistische Variationen - besonders signifikant bei nur wenigen Quantenimpulsen im Detektor - werden durch eine Integration über ein zeitliches Intervall von einigen Sekunden eliminiert. Man muss daher beachten, dass bei zu großen Fahrgeschwindigkeiten der Sonde Anomalien in Fahrtrichtung hin verschoben werden oder dünne Schichten nicht gemessen werden. Für gewöhnlich werden Fahrgeschwindigkeiten gewählt, um mindestens Schichtdicken von über einem Meter zu identifizieren (siehe Abbildung 5).

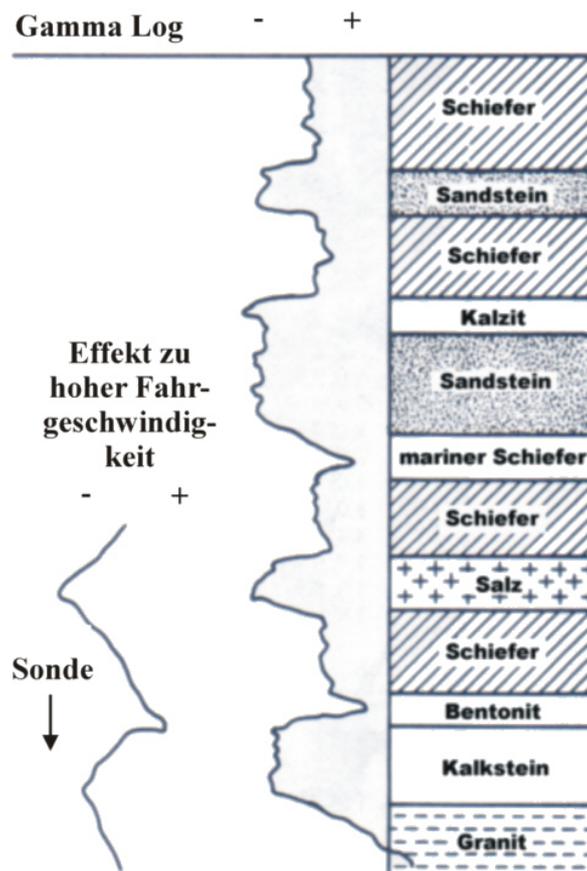


Abbildung 5: Gamma log [1]

Der Tonindex als wichtige Größe für die Tongehaltsbestimmung wird schließlich durch die folgende Gleichung berechnet und findet auch bei der Bestimmung am Beispiel der Bohrung *Boetersen Z5a* (siehe Kapitel 5.1) seine Anwendung :

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

$$SI = \frac{GR_{zone} - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}}$$

wobei SI der *Shale Index* - in diesem Fall gleichgesetzt mit dem Tonvolumen V_{sh} -, GR_{sh} der Gammawert für 100% Ton, GR_{clean} der Gammawert in tonfreiem Gestein und GR_{zone} der Messwert aus dem Gamma-Log in einer bestimmten Tiefe ist.

4.2.3 Zusammenfassung und Probleme

Prinzipiell wird die γ -Strahlungssonde dazu benutzt, um Schichtgrenzen von Sandsteinen und Tonmineralen zu identifizieren. Radioaktiv sind jedoch auch einige Karbonate - vorzugsweise Dolomit - und auch tonfreie Sandsteine können auf Grund ihrer eingelagerten uranhaltigen Salze Strahlungsaktivitäten zeigen. Eine Änderung der Tonart kann wiederum auch eine Änderung im γ -Log hervorrufen. Es ist somit wichtig auch immer die einzelnen Kanäle für Th, K und U zu berücksichtigen (aus den Daten des *spektralen Gamma Logs*). Sie ermöglichen im Gegensatz zur quantitativen Gamma-Messkurve auch qualitative Aussagen zur Art der Gamma-Quelle.

Gamma-Tools können sowohl in verrohrten als auch in unverrohrten Bohrungen verwendet werden und zeigen das selbe Log (für verrohrte Bohrungen nur schwächer). Das macht sie auch zur Korrelation für andere Sondentypen interessant und sie werden parallel zu diesen gefahren.

4.3 Messung mit dem Neutron Log

4.3.1 Grundlagen

Ähnlich der Messung der natürlichen γ -Strahlung erfolgt auch die Messung durch das Neutron Log. Einige der Grundlagen können daher aus Kapitel 4.2 übernommen werden. Grundlage für die Messung bildet das Verhalten der Neutronen in der Formation. Hochenergetische Neutronen aus einer Quelle in der Sonde bombardieren die Formation. Als Quelle kommt heutzutage meist eine Mischung aus Americium und Beryllium zum Einsatz, die emittierten Neutronen besitzen geschwindigkeitsabhängig Energien im Bereich von 2 - 14 MeV. In der Formation stoßen die Neutronen mit Nukleiden zusammen. Beim seltenen zentralen Stoß wird das Neutron vollständig abgebremst, die Energie geht vollständig auf das Nukleid über [3]. Stoßen Neutron und Nukleid unter einem Winkel ungleich 0° zusammen, geht nur ein Teil der Energie auf das Nukleid über, das Neutron wird abgebremst (auf thermalenergetisches Niveau von <100 eV) und abgelenkt (siehe Abbildung 6).

Der Energieverlust ist umso größer, je ähnlicher die Massen der beim Stoß beteiligten Körper sind. Dies ist bei der Kollision von Neutronen mit Protonen der Fall. Demnach ist die Energieverlustrate (*Moderation*) für schnelle Neutronen nahezu proportional zur Protonendichte. Am besten funktioniert das bei Wasserstoffatomen, bestehen sie

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

doch in ihrem Atomkern aus einem einzelnen Proton. Wasserstoff demgegenüber tritt selten elementar auf, sondern meist in Wasser oder Kohlenwasserstoffen.

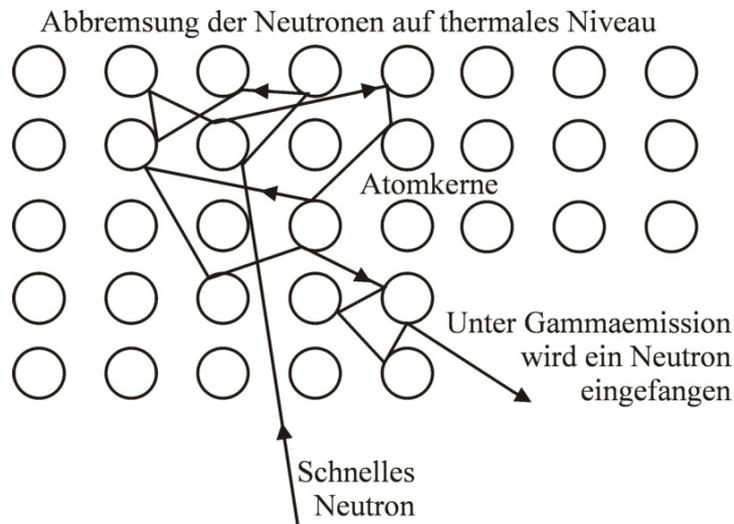


Abbildung 6: Neutron-Moderation [5]

Durchschnittlich sind 18 Stöße mit einem Wasserstoffatom nötig um ein Neutron auf thermisches Niveau zu bringen. Für ein Kohlenstoffatom - als aus geologischer Sicht nächst häufigstes Atom - sind schon 50 Stöße nötig. Man kann daraus ableiten, dass der Energieverlust der Neutronen oder die Anzahl dabei emittierten γ -Quanten hauptsächlich eine Funktion des Formationswassergehaltes ist. Da sich das meiste Formationswasser in den Porenräumen befindet, ist die Messung des Neutron Logs eine Porositätsmessung. Sie ist aber von vielen Faktoren abhängig, wie dem Gesteinstyp, dem Bohrloch, dem Mud cake, der Salinität und eben auch dem Tongehalt.

Tonsteine können sehr viel Wasser binden und damit die gemessene scheinbare Porosität erhöhen. Normalerweise wird das Neutron Porositäts Log Ton-korrigiert, d.h. es wird der Einfluss des im Ton gebundenen Wassers herausgerechnet. Eine Korrektur kann aber auch in beide Richtungen funktionieren. Eliminiert man den Einfluss der Formationswassers in den Poren, kann man auf den Tongehalt schließen. Gebräuchlich ist dafür die Mithilfe des Sonic Logs. Da es auf das Formationswasser für seine Porositätsbestimmung weniger anschlägt, dafür aber eher auf die Porenräume, kann es für die Tongehaltsbestimmung als Korrektur für das Neutron Log herangezogen werden.

Das Hauptaufgabengebiet der Messung mit dem Neutron Log ist die Porositätsbestimmung. Gemessen wird die Wassermenge pro Volumeneinheit, der Wasserstoffindex (*hydrogen index*). Auf nähere Ausführungen soll hier aber verzichtet werden. Für die weiterführende Betrachtung wichtiger ist der Energie der thermalen Neutronen

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

auf ihrem Weg nach der initialen Abbremsung durch den Wasserstoff. Sie verlieren oder gewinnen nämlich auf dem weiteren Weg immer mehr Energie, da ihr Energieniveau (<100 eV) dem des Kollisionsobjektes entspricht. Schließlich steigt auch die Chance, dass das Neutron unter Aussendung von Gammaquanten vollständig absorbiert wird. Ob nun diese emittierte γ -Strahlung oder thermale Neutronen durch die Sonde nachgewiesen werden können, hängt entscheidend von den Eigenschaften und dem Vorhandensein der Neutronenfänger (z.B. Bor) ab [1].

4.3.2 Messung

In Abbildung 7 ist der prinzipielle Aufbau der ersten Neutron Tools dargestellt. Die wichtigsten Bestandteile sind die Quelle mit Americium-Beryllium (Halbwertszeit 460 a) und der Gammastrahlungsdetektor. Eingezeichnet wurde hingegen nur der Verlauf eines emittierten Gammaquants, für gewöhnlich registrierten Neutron Tools der 1. Generation auch die thermalen Neutronen [1]. Problematisch aber war, dass für dieses Log viele Korrekturen berechnet werden mussten, Einflüsse wie die Salinität, der Bohrdurchmesser, der Mud cake (an der Bohrwandung angelagerte Teilchen aus der Bohrspülung) und die Verrohrung spielten eine zu große Rolle.

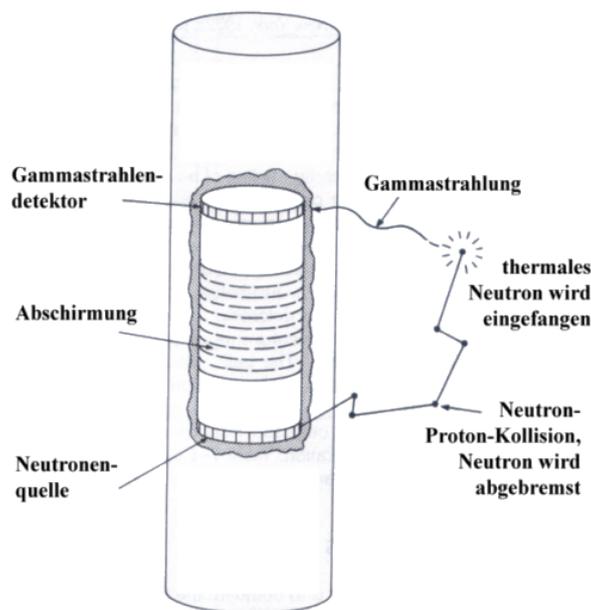


Abbildung 7: Neutron logging tool [3]

Gebräuchlicher ist heutzutage das kompensierte Neutron Log (*compensated neutron log*). Es misst im Vergleich zum klassischen Neutron Log nur die thermalen Neutronen und das mit zwei Detektoren. Sie sind von der Neutronquelle unterschiedlich

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

weit entfernt und ermöglichen damit eine besser Korrektur für den Störeffekt durch den Mud cake und die Bohrwandrauhigkeit. Das Eindringvermögen ist hier größer und was für diese Arbeit relevanter ist, die Sensitivität gegenüber Tonmineralen ist besser.

Arbeitsgrundlage für den eigentlichen Nachweis von Tonmineralen sind geringe Mengen an Bor und anderen Elementen im Ton, die die Eigenschaft besitzen thermale Neutronen einzufangen und nach dem Energieerhaltungssatz ein γ -Quant auszusen- den. Misst man im Neutron Log eine geringere Anzahl von thermalen Neutronen oder mehr Gammastrahlung (oder beides), so scheinen viele thermale Neutronen eingefangen worden sein. Dies bedeutet, dass mehr Neutronenfänger in der unter- suchten Formation und damit auch mehr Ton vorhanden sind. Im feuchten (wasser- gesättigten) Ton wird dieser Effekt noch verstärkt, da die zusätzlichen Wasserstoff- protonen energiereiche Neutronen auf thermales Niveau abbremsen können.

Für die Porositätsmessung ist dem gegenüber ein anderer wichtiger Parameter be- deutend : der Abstand des Detektors von der Neutronenquelle. In hochporösen was- serhaltigen Gesteinen wie dem Sandstein stoßen die hochenergetischen Neutronen schon in geringer Entfernung von der Quelle mit Wasserstoffprotonen zusammen. Dabei steigt auch die Chance unter Gammaemission eingefangen zu werden. Je grö- ßer der Abstand zum Detektor ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass das γ -Teilchen dort nie eintrifft, weil es entweder in die Formation gestreut oder wieder- um absorbiert wird. Das Neutron Log schlägt daher in hochporösen Gesteinen mit einer gewissen Wassersättigung sehr niedrig an.

Neutron Logs werden häufig in der Einheit *nAPI* (American Petroleum Institut neu- tron units) oder in "Kalkstein Porosität" angegeben, was impliziert, dass es sich um eine Kalksteinmatrix handelt. Die Einheit nAPI basiert wie schon die APIg's auf einer standardisierten Messung an der Houston University und definiert hier 1000 APIn Einheiten für einen wassergesättigten Kalkstein mit einer Porosität von 19%.

Die Tongehaltsberechnung stellt sich gegenüber den Berechnungen für die bisher be- trachteten Logs anders dar. Dazu wird ein Dichte Log über dem Neutron Log aufge- tragen (*density neutron crossplot*, siehe Abbildung 13 in Kapitel 5.3). In dieser Darstel- lung werden dann - ähnlich dem Minimum und Maximum - zwei Linien eingetragen. Die erste ist die so genannte *Clean Line* und markiert den geringsten Ausschlag des Neutron Logs, wo nahezu 100% tonfreies Material angenommen wird. Die zweite bezeichnet eigentlich nur einen Punkt, den *Wet Clay Point*, und stellt den Punkt mit dem höchsten Ton- und Wassergehalt dar. Das Tonvolumen bestimmt sich dann ohne Umweg über den Shale Index folgendermaßen :

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

$$V_{shale} = \frac{s_{clean}}{s_{clean-wet}}$$

mit dem Tonvolumen V_{shale} , dem Abstand des Messwertes aus dem Log zur Clean Line s_{clean} und $s_{clean-wet}$ und dem Abstand des Wet Clay Pointes von der Clean Line.

4.3.3 Zusammenfassung und Probleme

Das klassische Neutron Log besitzt viele Störgrößen, die anfangs eine genaue Porositätsbestimmung behinderten. Es galt Korrekturen für Salinität, Bohrlochdurchmesser, Mud cake und weitere Größen durchzuführen. Dies ist inzwischen durch verschiedene Konstruktionsprinzipien wie dem kompensiertem Neutron Log oder dem Dual-Porositäts Neutron Log deutlich vereinfacht worden. Dennoch verzerren Tonminerale oder Gesteine wie Gips, die viel Kristallisationswasser besitzen, die Neutronmessung. Mit dieser Lithologiebeeinflussung ist es für bessere Porositätswerte sinnvoll, das Neutron Log mit einem anderen Porositätslog wie dem Dichte Log (density log) zu interpretieren. Dies kann zum Beispiel zwingend erforderlich sein, wenn sich Gase im Porenraum befinden, die das Neutron Log prinzipbedingt nicht identifizieren kann.

Vorteilhaft ist gegenüber dem Gamma Log, dass man keine natürlichen Neutronen berücksichtigen muss. Während natürliche γ -Strahlung häufig anzutreffen ist, kann dies beim Neutron Log vernachlässigt werden. Seine Toleranz in Bezug auf vorhandene oder nicht vorhandene Verrohrung macht das Neutron Log, wie das Gamma Log auch, zu einem idealen Tiefenkorrelationswerkzeug für andere Logs.

4.4 Messung mit dem Sonic Log

4.4.1 Grundlagen

Neben der Messung des Eigenpotentials und kernphysikalischer Strahlung besteht mit dem *Sonic Log* noch eine weitere - hier angewandte, aber sonst eher unübliche - Methode, den Tongehalt zu bestimmen. Dem entsprechend soll nur kurz auf die Grundlagen dieser Messmethodik eingegangen werden. Abgeleitet ist sie von der Seismik und sollte mit ihrem Aufkommen auch anfangs die klassische Geophon-Seismik ersetzen [3]. Schnell aber erkannte man die weiterführenden Möglichkeiten, z.B. der Porositätsbestimmung mittels Akustikmessungen.

Grundlage bildet das elastische oder auch anelastische Verhalten von Materialien gegenüber Deformation in Form Einwirken von mechanischer Energie. Akustische Energie (Energie einer sich zeitlich und räumliche ausbreitenden Teilchenbewegung, bzw. Welle) kann solch eine mechanische Energie sein und umfasst den Frequenzbereich von 10 bis 10^5 Hertz. Sie wird durch Transmitter in die Formation gesendet und

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

breitet sich dort modellhaft als oszillierende Teilchenbewegung aus. Es können verschiedene Wellenarten im Material existieren, z.B. Transversal- oder Longitudonalwellen, die sich in ihrem Deformationsverhalten gegenüber der Materie unterscheiden. Longitudonalwellen beispielsweise sind Kompressionswellen, die in Ausbreitungsrichtung der Welle das Gestein komprimieren oder ausdehnen, während die Transversalwelle senkrecht zur Ausbreitungsrichtung schierend wirkt.

Die Ausbreitungsgeschwindigkeit der akustischen Welle durch eine Stoffart ermöglicht Aussagen zu ihren petrophysikalischen Eigenschaften. Wenn das Material aus verschiedenen Stoffen besteht, versteht sich die Ausbreitungsgeschwindigkeit als Funktion der Summe der Partialgeschwindigkeiten der einzelnen Stoffe. Analysen der Geschwindigkeit der akustischen Welle können somit Aussagen zu den Stoffverteilungen und zu den petrophysikalischen Eigenschaften des Stoffgemisches machen, neben der Hauptapplikation der Porositätsbestimmung eben auch der Tongehaltsbestimmung.

4.4.2 Messung

Der Transmitter des Sonic Logs generiert im Frequenzbereich von 10-20 kHz verschiedene Wellenmodi [1], die dann wieder vom Sondenreciever aufgezeichnet werden. Gemessen werden Wellenzüge, aus denen dann Amplitude, Einsatz, Polarisationsrichtung, Laufzeit und weitere Parameter zur Bestimmung petrophysikalischer Größen herangezogen werden können. Für gewöhnlich setzen Sonic Logs das Vorhandensein einer Bohrspülung voraus, um eine Ankopplung des akustischen Signals an die Formation zu gewährleisten. Im Bohrloch zentriert wird die Sonde durch mehrere Metallbügel, meist besitzt das Tool auch ein Drei-Arm-Kaliber, das die nötigen Daten für die Bohrlochkorrektur liefert. Die Laufzeiten und -wege hängen nämlich auch entscheidend von der Bohrlochgeometrie ab.

In Abbildung 8 sind schematisch das Sonic Log im Bohrloch und die relevanten Wellenwege dargestellt. Eigentlich strahlt der Transmitter in alle Richtungen des Raumes akustische Wellen ab, es sind aber nur die eingezeichneten Strahlenwege rund um das Bohrloch relevant. Alle anderen Strahlengänge für das akustische Signal - die nicht unter dem kritischen Winkel α für die Refraktion einfallen - werden entweder an der Bohrwandung reflektiert oder in die Formation hineingebrochen, um dort absorbiert zu werden. Für jeden Wellentyp ist der kritische Winkel für die Refraktion charakteristisch und konstant. Der Ersteinsatz im Reciever ist für gewöhnlich die refraktierte Kompressionswelle. Wenn sie die Formation parallel zur Bohrwand mit konstanter Geschwindigkeit durchläuft, lässt sich an beiden Recievern aus der Laufzeit des Ersteinsatzes und der Entfernung vom Transmitter die gleiche Ausbreitungsgeschwindigkeit ermitteln. Ist sie aber nicht konstant, werden durch die beiden Reciever unterschiedliche Geschwindigkeiten bestimmt. Misst man nun die Zeitdifferenz der Ersteinsätze zwischen den beiden Recievern, erhält man für den Abstand der beiden Reciever projiziert in die Formation die Laufzeit der Kompressionswelle.

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

Diese *Intervall-Laufzeit* wird gewöhnlich in Mikrosekunden pro Fuß ($\frac{\mu s}{ft}$) angegeben und korrespondiert mit der Ausbreitungsgeschwindigkeit der Welle im Gestein. Diese Anordnung erlaubt die Elimination der Laufzeit durch den mud (Bohrspülung). Weitere Anordnungen, z.B. mit mehr als einem Transmitter und mehr als zwei Receivern, sind außerdem in der Anwendung und werden zur Bohrlochkompensierung genutzt, wenn beispielsweise das Bohrloch nicht völlig vertikal verläuft.

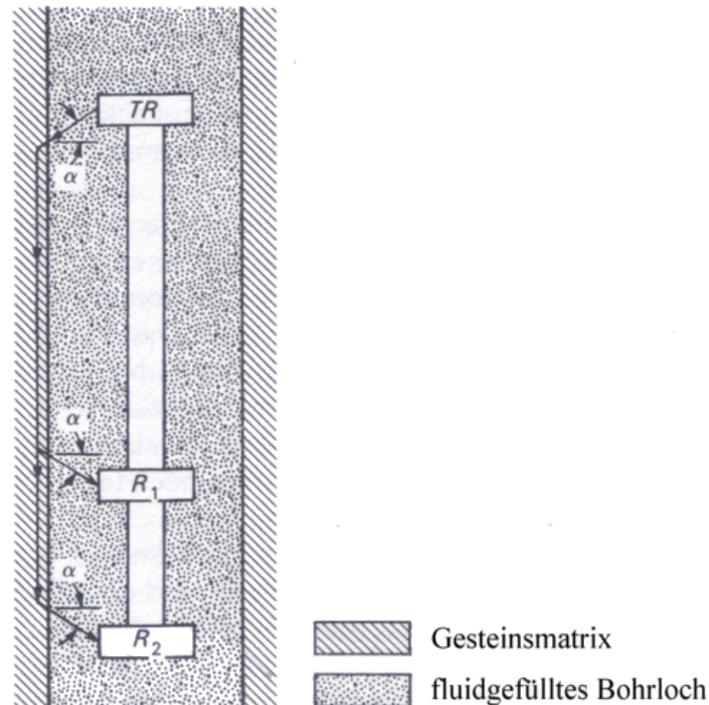


Abbildung 8: Schematische Darstellung des Sonic Logs [3]

Tone haben einen messbaren Einfluss auf die akustische Laufzeit, weil sie selbst eine sehr lange Laufzeit als petrophysikalische Eigenschaft besitzen ($t_{sh}=60-120 \frac{\mu s}{ft}$). Außerdem variiert die Laufzeit in Ton innerhalb der Tonminerale sehr stark und ist tiefenabhängig. Der Tongehalt selbst lässt sich über die Porosität bestimmen, auf deren Bestimmungsgrundlage hier verzichtet werden soll (siehe [1],[3], [5]). Eine Arbeitsgrundlage bildet die Gleichung für den Tonanteil im Porenraum

$$CF \simeq \frac{\phi_t - \phi_\rho}{\phi_t}$$

und daraus abgeleitet das Tonvolumen

$$V_{sh} = \phi_t - \phi_\rho$$

mit dem Tonanteil CF im Porenraum, dem Tonvolumen V_{sh} , der Gesamtporosität ϕ_t und der scheinbaren Porosität ϕ_ρ [5].

4 Methoden der Tongehaltsbestimmung

Im Zuge dieser Arbeit wurde der Tongehalt unter Zuhilfenahme folgender Gleichung berechnet :

$$SI = \frac{DT_{zone} - DT_{clean}}{DT_{sh} - DT_{clean}}$$

wobei SI der *Shale Index*, DT_{sh} die Slowness für 100% Ton , DT_{clean} die Slowness in tonfreiem Gestein und DT_{zone} die gemessene Slowness aus dem Sonic Log in einer bestimmten Tiefe ist.

4.4.3 Zusammenfassung und Probleme

Das Sonic Log ist kein idealer Indikator für Ton. Primär wird es hauptsächlich zur Porositätsbestimmung herangezogen. Im Gegensatz zum Neutron Log, das eigentlich auch nicht für die Tonbestimmung entwickelt wurde, schlägt das Sonic Log aber weniger auf Ton an, eine Tonkorrektur wird nur bei alternierenden Tonen angewandt [3]. Eine Tongehaltsbestimmung mit dem Sonic Log muss daher nicht immer zuverlässig funktionieren.

Ein Großteil der Energie der Welle wird schon an der Bohrlochwand ins Bohrloch zurückreflektiert und von der Bohrspülung absorbiert. Diese *Totalreflexion* findet statt, wenn der Einfallswinkel einen kritischen Wert überschreitet. Andere Probleme ergeben sich, wenn sich beispielsweise Gas im Porenraum befindet, dann führt der so genannte *cycle skipping* Effekt zu hohen Peaks im Log. Oder aber die Metallbügel des Tools erzeugen beim Schleifen an der Bohrlochwand *road noise*, der sich im Log niederschlagen kann.

Deutliche Vorteile erzielt das Sonic Log durch seine hohe Dünnbettauflösung in Festgesteinen, Klüfte in der Formation werden sauber aufgelöst. Im Gegensatz zu den anderen Porositäts Tools zeigt es sich außerdem relativ unbeindruckt vom umgebenden Gestein, es kann darüber hinaus selbst ein wichtiges Hilfsmittel zur Gesteinsbestimmung darstellen [3]. Eine Bohrlochkompensierung ist dennoch stets nötig, da im Bohrloch durch den Spülungsdruck und unterschiedliche petrophysikalische Eigenschaften der Gesteine Auswaschungen auftreten. Damit variiert auch die Laufzeit der Welle vom Transmitter zur Formation.

5 Arbeitsgrundlagen

5.1 Die Bohrung Boetersen Z5a

Die für diese Arbeit zur Verfügung gestellten Bohrlochdaten entstammen der Bohrung *Boetersen Z5a*. Diese wurde in Boetersen östlich von Bremen abgeteuft und zielte auf die Gasexploration innerhalb einer Gaslagerstätte ab. Das bearbeitete Tiefenintervall, das zur Auswertung herangezogen wurde, reicht von ca 4720 - 4900 m. Hier liegt eine typische Wechsellagerung von Sand- und Tonsteinen vor. Im Tiefenbereich von 4840 - 4870 m trifft man den für diese Gegend charakteristischen *Wustrow*-Sandstein, im Tiefenbereich von 4880 - 4900 m den *Dethlinger* Sandstein an. Letzterer gilt als Hauptfördersandstein, in dem man die Gaslagerstätte vermutete [8].

5.2 Das Modul PetroViewPlus

Der Großteil der Interpretations- und Analysearbeit wurde mit dem Modul *PetroViewPlus* der Schlumberger Software *GeoFrame* bewältigt. Die Einarbeitung in dem Umgang mit diesem Modul wurde mit [8] ermöglicht, es wird daher hier auch nur kurz auf das Modul und seine Eingabeparameter eingegangen. Die meisten grundlegenden Modellvorstellungen, Parameter und Einstellungsoptionen wurden aus [8] übernommen und sind dort auch ausführlich beschrieben. Während in [8] hauptsächlich die Einarbeitung, Dokumentation und exemplarische Bestimmung von Wassergehalt und Porosität der Daten der Boetersen Z5a im Vordergrund stand, soll in dieser Arbeit auf die verschiedenen Möglichkeiten der Tongehaltsbestimmung eingegangen werden.

Als Auswahlmöglichkeiten für den Tonindikator stehen in der Setup-Phase des *PetroViewPlus* Moduls folgende, in Abbildung 9 dargestellte Einträge zur Verfügung. In den Bohrdaten der Boetersen Z5a sind nur das Gamma Log, das SP (Spontaneous Potential) Log, das korrigierte (corrected) Neutron und das Sonic Log enthalten, die anderen Optionen blieben daher unberücksichtigt. Die theoretischen Grundlagen für die vorhandenen Logs sind in Kapitel 4 aufgeführt.

In Anhang 1 sind die vier vorhandenen Logs aufgeführt (der Vollständigkeit halber mit den beiden Widerstandslogs R_{xo} und R_t , die aber für diese Arbeit keine Relevanz besitzen). Mit *GR.BASIC.HLDS* ist der Kanal des Gamma Logs, mit *SP.BASIC.GPIT* das Eigenpotential, mit *APSC.BASIC.HL* das korrigierte Neutron und mit *DTCO.BASIC.ME* das Sonic Log bezeichnet. Eine weitere Arbeitsgrundlage bilden die in Anhang 2 aufgeführten Kanäle des separaten *spektralen Gamma Logs*. Hier sind Gamma-Aktivitäten auf die einzelnen 3 Quellen umgelegt, dabei ist *HTHO.BASIC* der Thorium-, *HURA.BASIC* der Uran- und *HFK.BASIC* der Kalium-Kanal. Zu beachten ist, dass der Uran- und Thorium-Kanal in ppm (parts per million) angegeben sind, der Kalium-Kanal dagegen in Gewichtsprozent.

5 Arbeitsgrundlagen

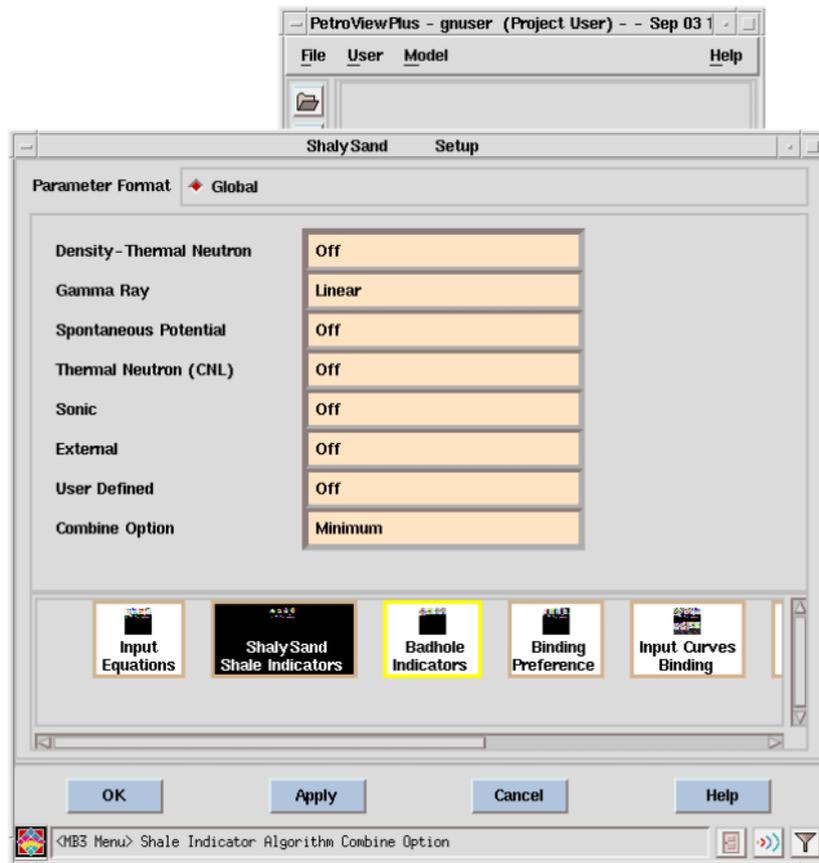


Abbildung 9: Tonindikatoren im Modul PetroViewPlus

5.3 Erste Interpretationen

Um die Brauchbarkeit der einzelnen Logs für die Tongehaltsbestimmung zu überprüfen, wurden jeweils für die Logs des Gamma-ray, des Sonic, des korrigierten Neutrons und des Eigenpotentials (SP) ein Durchlauf berechnet. Das genauere Vorgehen wird an Hand des Gamma Logs exemplarisch vorgestellt und konzentriert sich auf die speziellen Parameter der Tongehaltsbestimmung. Alle weiteren Eingaben und Parameter sind [8] zu entnehmen.

5.3.1 Vorgehen bei der Tongehaltsbestimmung im Modul PetroViewPlus

Nach dem Starten des Moduls PetroViewPlus öffnet sich ein neues Fenster mit fünf zentralen Buttons, die zu den Parameterdialogen führen (siehe Abbildung 10). Nur die ersten beiden davon sind für diese Bachelorarbeit relevant gewesen. Da die meisten Parameter schon in [8] ausführlich bestimmt und getestet wurden, hat es sich bewährt, diese zu übernehmen. Dazu wurde unter *File* und *Open* das schon vorgefertigte Modell *boetersen_model1edit.qkv* geladen (siehe Abbildung 10 rechts).

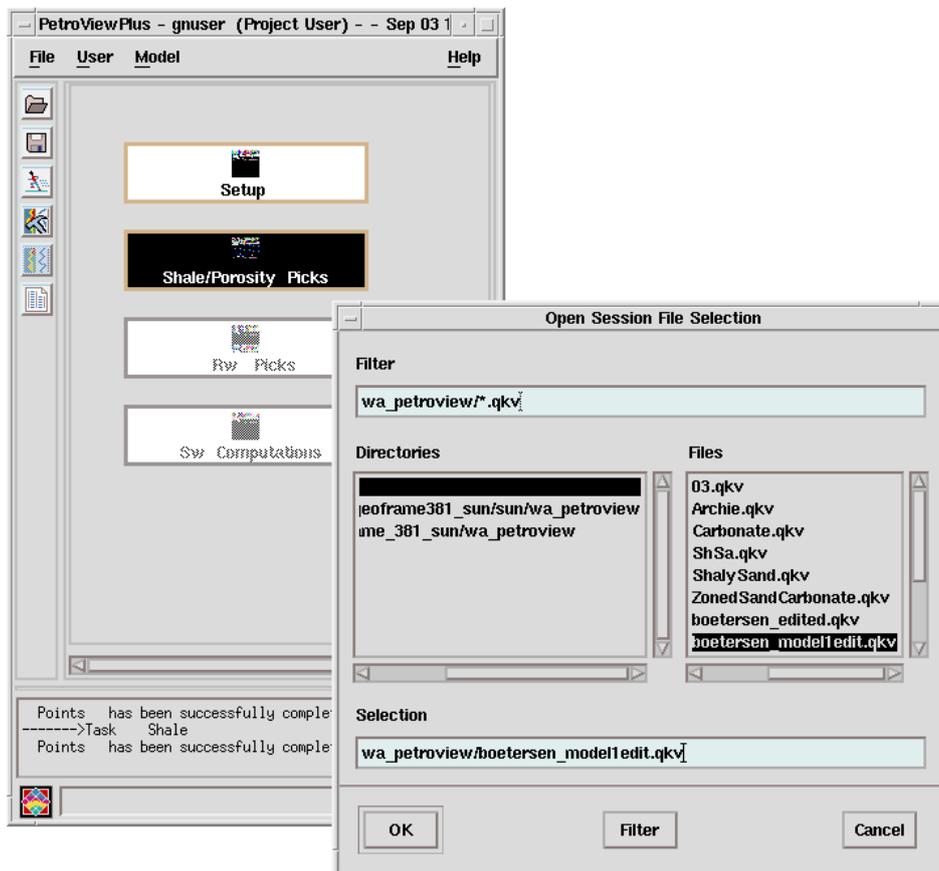


Abbildung 10: Setup Menü im Modul PetroViewPlus

5 Arbeitsgrundlagen

Die meisten Parameter in den über *Setup* und *Shale/Porosity Picks* zu erreichenden Parameterreitern können unberücksichtigt bleiben. Relevant ist der Dialog *Shaly Sand/Shale Indicators*, der über den Setup Button zu erreichen ist und der Dialog *Shale Points* im Untermenü *Shale/Porosity Picks*. Im ersteren wählt man das Log, das als Tonindikator herangezogen werden soll, hier das Gamma Log (siehe Abbildung 9). Diesem liegt die Gleichung für die Berechnung des Tonindexes (Shale Index) zugrunde, der schon in Kapitel 4.2 seine Erwähnung gefunden hat.

$$SI = \frac{GR_{zone} - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}}$$

Wobei SI der *Shale Index*, GR_{sh} der Gammawert für 100% Ton, GR_{clean} der Gammawert in tonfreiem Gestein und GR_{zone} der Messwert aus dem Gamma-Log in einer bestimmten Tiefe ist. Die Option hinter dem Gamma Log (hier *linear*) gibt Auskunft, wie der Zusammenhang zwischen dem berechneten Shale Index (SI) und dem Tongehalt angenommen wird. In diesem Fall ist er linearer Natur, d.h. SI=Tongehalt. Die anderen Verknüpfungsoptionen zwischen dem Tonindex und dem Tonvolumen sind in Tabelle 1 dargestellt [9].

Option	mathematische Beschreibung
Off	Indikator wird nicht genutzt
Linear	$V_{shale}=SI$
Clavier	$V_{shale}=1.7 - [3.38 - (SI + 0.7)^2]^{\frac{1}{2}}$
Larionov older-rocks	$V_{shale}=\frac{2^{2 \cdot SI}-1}{3}$
Larionov tertiary-rocks	$V_{shale}=\frac{3.7^{2 \cdot SI}-1}{2^{3 \cdot 7}-1}$
Stieber 1	$V_{shale}=\frac{SI}{2-SI}$
Stieber 2	$V_{shale}=\frac{SI}{3-2 \cdot SI}$
Stieber 3	$V_{shale}=\frac{SI}{4-3 \cdot SI}$

Tabelle 1: Tonindikationsoptionen [9]

Die Parameter GR_{sh} und GR_{clean} werden in dem zweiten relevanten Dialog (*Shale Points*) festgelegt (siehe Abbildung 11). Als Wert für 100% tonhaltiges Gestein wird 230 gAPI, für 100% tonfreies Gestein 38 gAPI angenommen. Sie sind in Abbildung 12 als rote Linien im Log dargestellt und im Allgemeinen empirischer Natur, andere Werte würden in anderen Tongehalten resultieren. Im Untermenü *Shale/Porosity Picks* ist als letzter Eintrag *Compute/Display Shale/Porosity/Rwa* vermerkt, der den Berechnungsvorgang startet. Als Ergebnis erhält man die graphische Darstellung des

5 Arbeitsgrundlagen

Ausgangslogs und die dazu bestimmte Volumenanalyse (Ton, Sandstein, freie und gebundene Wässer). In den Anhängen 3-6 sind die Ergebnisse - bereinigt und neu skaliert - zu finden. Die Volumenanalyse ist hauptsächlich durch den Tonindikator bestimmt, er liefert die Informationen zur Verteilung von Ton und Sandstein. Widerstandsmessungen (die Logs R_t und R_{x0}) liefern dazu Anhaltspunkte zum Vorhandensein von freiem und gebundenem Wasser, worauf aber in dieser Arbeit kein weiterer Bezug genommen werden soll.

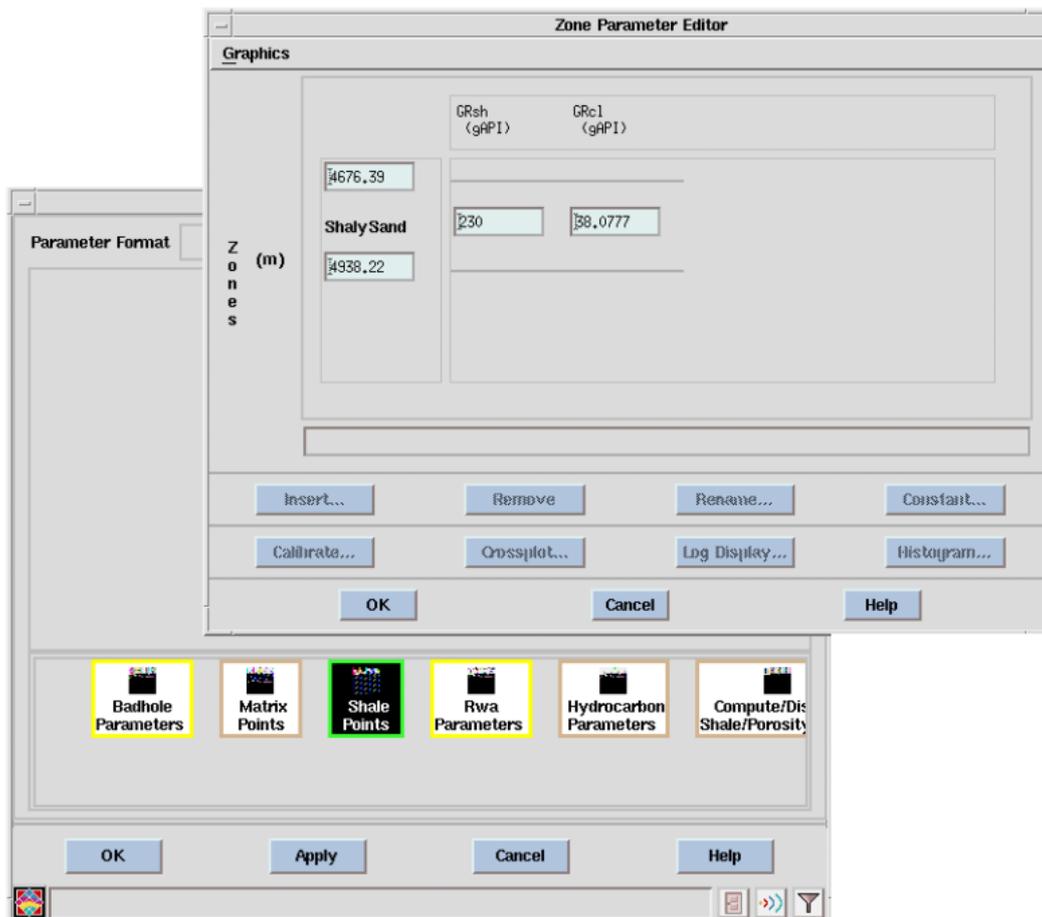


Abbildung 11: Shale Point Menü im Modul PetroViewPlus

5 Arbeitsgrundlagen

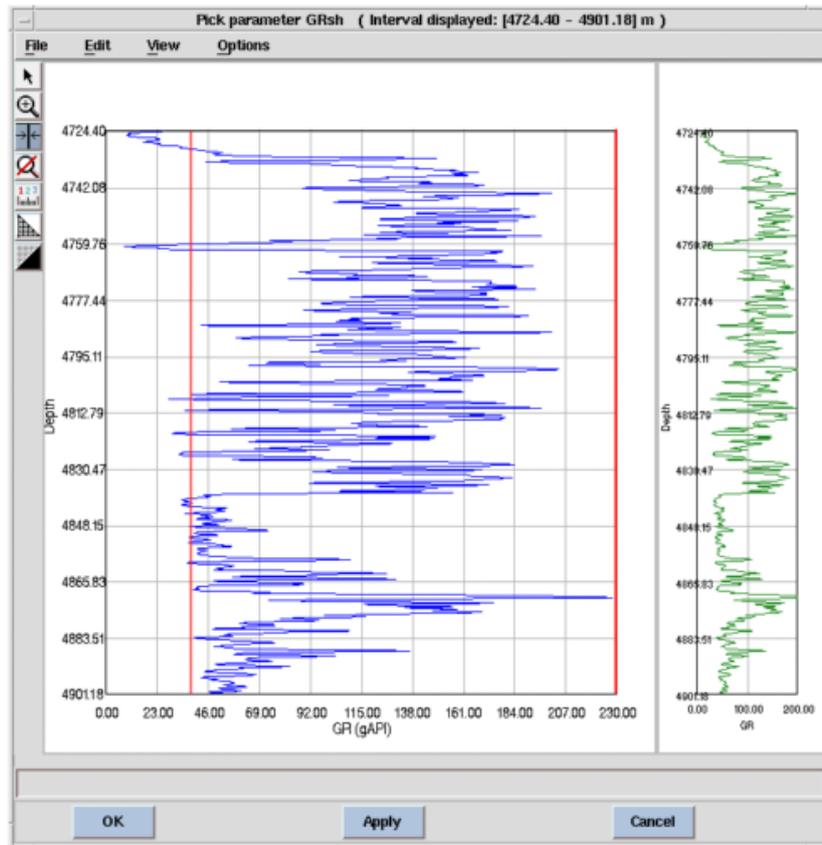


Abbildung 12: Shale Points

Auf dem selben Weg wurden auch die Tongehaltsanalysen für das SP und Sonic Log erstellt. Unter Shaly Sand/Shale Indicators wurde das gewünschte Log auf *linear* gestellt, alle anderen Logs auf *off*. Im Menü Shale Points wurden dann die jeweiligen Werte für 100% tonfrei oder 100% tonhaltig eingetragen. Sie sind für alle Indikatoren in Tabelle 2 aufgeführt

Eine Ausnahme machte das Neutron Log. Für dieses existieren zwei Optionen (siehe Abbildung 9) : *Density-Thermal Neutron* und *Thermal Neutron (CNL)*. Hinter letztere Option verbirgt sich die Tongehaltsberechnung nach bekanntem Muster.

$$SI = \frac{Neutron_{zone} - Neutron_{clean}}{Neutron_{sh} - Neutron_{clean}}$$

Wobei SI der *Shale Index*, $Neutron_{sh}$ der Neutronwert für 100% Ton , $Neutron_{clean}$ der Neutronwert in tonfreiem Gestein und $Neutron_{zone}$ der Messwert aus dem Neutron Log in einer bestimmten Tiefe ist.

5 Arbeitsgrundlagen

	Shale (sh)	Clean (cl)	Einheit
GR (Gamma)	230	38	gAPI
SP	0	-200	mV
DT (Sonic)	120	50	$\frac{\mu s}{ft}$

Tabelle 2: Werte der Tonbestimmung der einzelnen Logs [8]

Diese Möglichkeit führt aber aus nicht näher untersuchten Gründen nicht zum Ziel. Die Berechnungsroutine aus dem Modul PetroViewPlus konnte keinen Tongehalt ermitteln, statt dessen bestand die Volumenanalyse hauptsächlich aus Sandstein. Erst das Einbinden des Neutron Logs unter der Option Density-Thermal Neutron brachte Besserung. Das Log muss nur manuell unter dem Untermenü *Input curves binding* des Setup-Menüs bestimmt werden. Es kam das APSC Log (corrected sandstone porosity neutron Log) zur Anwendung. Bei dieser gewählten Option kommt schließlich die schon in Kapitel 4.3 angesprochene Crossplot-Analyse zum Tragen (siehe Abbildung 13).

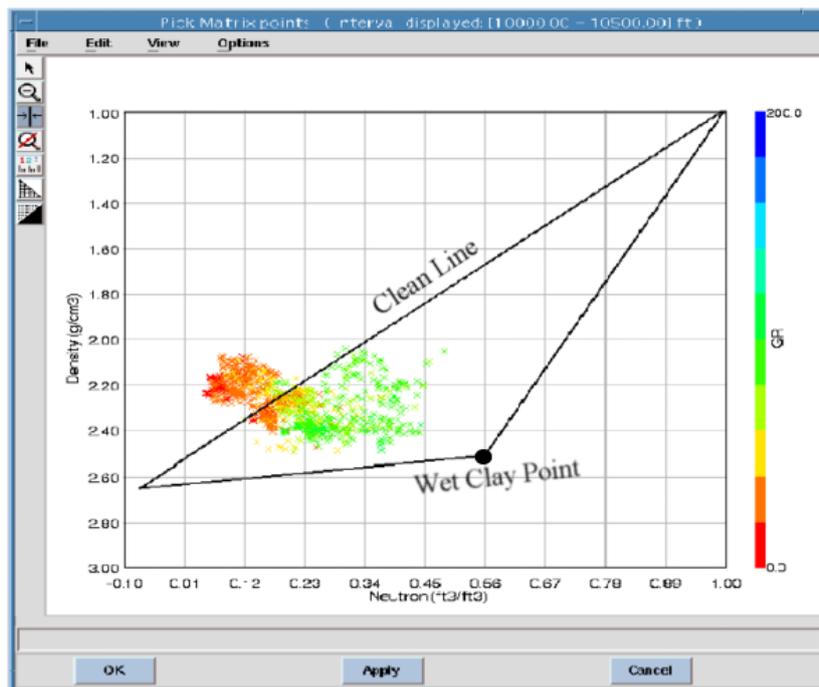


Abbildung 13: Density-Neutron Crossplot [9]

5 Arbeitsgrundlagen

Dabei wird aus der graphischen Darstellung von Density über dem Neutron Log die Clean Line und der Wet Clay Point entweder direkt aus dem Diagramm oder durch Eingabe empirisch gewonnener Werte bestimmt. Sie dienen der Berechnung des Tonvolumens auf direktem Weg (ohne den Shale Index) nach folgender Gleichung :

$$V_{shale} = \frac{s_{clean}}{s_{clean-wet}}$$

mit dem Tonvolumen V_{shale} , dem Abstand des Messwertes aus dem Log zur Clean Line s_{clean} und $s_{clean-wet}$, dem Abstand des Wet Clay Pointes von der Clean Line. Als Parameter für die Berechnung benötigt man die Dichte und die Grenzwerte des Neutron und Sonic Logs - jeweils für Ton, Matrix und Fluid (Tabelle 3). Es kamen nachstehende - vom geladenen Modell vorgegebene - Werte zum Einsatz, weiterführende Informationen zur Crossplot-Analyse sind [9] zu entnehmen.

	Einheit	Shale	Matrix	Fluid
Dichte RHOB	$\frac{g}{cm^3}$	2,48	2,65	1,07879
Neutron NPHI	$\frac{m^3}{m^3}$	0,44	-0,07	1
Sonic	$\frac{us}{ft}$	72,1787	53	180

Tabelle 3: Werte der Tonbestimmung für das Neutron Log [8]

5.3.2 Tongehalte aus den einzelnen Tonindikatoren

In Anhang 3-6 sind die Ergebnisse der ersten Tongehaltsbestimmungen aufgeführt. Anhang 3 stellt die errechnete Ton-Sand-Wasser-Verteilung für das Gamma Log als Tonindikator, Anhang 4 die für das SP Log , Anhang 5 die für das Sonic Log und Anhang 6 die für das Neutron Log dar, jeweils mit dem dazugehörigen Messwert Log. Ein erster vergleichender Blick auf alle vier Anhänge verrät Unstimmigkeiten für den ermittelten Tongehalt, nur das Gamma und Neutron Log zeigen eine ähnliche Tonverteilung innerhalb der Volumenanalyse. Es gilt also zuerst herauszufinden, ob alle Logs auch korrekte Indikatoren für den Ton liefern. Aus Kapitel 4 geht hervor, dass jede Methode der Tongehaltsbestimmung seine charakteristischen Vor- und Nachteile besitzt. Es ist also möglich, dass ein Indikator korrekt auf Ton anschlägt, während ein anderer versagt. Dies dürfte in diesem Fall zutreffen.

Ein Blick in Anhang 1 verdeutlicht die Differenzen zwischen dem Gamma und dem SP Log. Im Tiefenbereich von 4828 - 4870 m findet man im Gamma Log ein markantes Kurvenstück, das auch später als Referenz dienen soll (siehe rote Markierung in den Anhängen). Demnach schlägt das Log bei etwa 4828 - 4837 m stark aus (bis etwa 175 gAPI), um dann von 4840 - 4858 m relativ ruhig und niedrig zu verlaufen

5 Arbeitsgrundlagen

(um 45 gAPI), um dann wieder bei 4870 m wieder starke Ausschläge zu zeigen (220 gAPI). Mit der Erfahrung aus Kapitel 4.2 lässt sich prinzipiell sagen : je höher das Gamma Log anschlägt, desto höher der relative Tongehalt. Das gleiche gilt auch für das SP Log (Kapitel 4.1). Ganz gegenteilig stellt sich der Vergleich von Gamma und SP Log dar. Im beschriebenen Tiefenintervall steigt das SP Log kontinuierlich von -53 mV auf -8 mV an und identifiziert einen steigenden Tongehalt (wie auch in Anhang 4 ersichtlich). Die Tonverteilung nach dem Gamma Indikator dagegen zeigt für das Tiefenintervalle 4828 m - 4837 m wesentlich höhere Tongehalte als für das Intervall 4840 - 4858 m. Eines der beiden Logs kann also nicht korrekt als Tonindikator herangezogen werden. Es liegt nahe das dies für das SP Log zutrifft. Der relativ homogene und fast schon stetige Anstieg des SP Logs und damit des berechneten Tongehaltes erscheint unglaublich.

Ebenso gestaltet sich die Betrachtung des Sonic Logs. Vereinfacht kann man die Aussage treffen, das Maximas im Sonic Log mit geringeren Tongehalten korrelieren und umgekehrt. Aber auch hier sind keine übereinstimmenden Intervalle mit den berechneten Tongehalten der anderen Logs zu finden. Dies ist aber im Gegensatz zu den Differenzen zwischen Gamma und SP Log weniger gewichtet. Das Sonic Log ist schließlich kein typischer Tonindikator und die Möglichkeit der Korrelation zu anderen Logs ist nicht oft gegeben (siehe Kapitel 4.4). Es liegt demnach nahe, das Sonic Log zunächst auszuklammern und sich den anderen Logs zuzuwenden.

Aus den Logs des spektralen Gammarays (siehe Anhang 2) ist erkennbar, dass das Gamma Log aus Anhang 1 prinzipiell nicht falsch gemessen haben kann. Alle drei Kanäle zeigen das typische und oben beschriebene Kurvenbild im Intervall 4828 - 4870 m. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass das Gamma Log korrekt zur Tonwertbestimmung herangezogen werden kann. Gründe für die nicht erfolgte Korrelation des SP Logs zum Gamma Log gibt es viele. Aus den Grundlagen des Kapitel 4.1 ist ersichtlich, dass viele Störgrößen existieren, die den Aufbau der Eigenpotentiale behindern oder negativ beeinflussen. Eigenpotentiale waren zwar messbar, sie liefern aber keine verwertbaren Informationen zur Tongehaltsbestimmung. Man kann also davon ausgehen, dass diverse Faktoren das SP Log so massiv gestört haben, dass es als Tonindikator ausfällt. Auf Grund unzureichender Informationen zur Bohrung Boetersen Z5a können nur Vermutungen ausgesprochen werden. Die Bohrspülung könnte beispielsweise durch Schichtungen über dem betrachteten Tiefenabschnitt (<4720 m) versalzen worden sein.

Ein weiterer Beweis für die Referenzfunktion des Gamma Logs für die Tonbestimmung liefert das Neutron Log. Auf den ersten Blick zeigen beide Anhang (3 und 6) eine nahezu identische Tonverteilung. Der zweite Blick aber identifiziert um bis zu 10% höhere Tonwerte mit dem Indikator Neutron Log im Vergleich zum Gamma Log. Da die Shale Points für das Gamma Log in [8] ausgiebig getestet wurden, liegt es nahe die vom Modell vorgegebenen Parameter für das Neutron Log im Crossplot anzupassen (siehe Kapitel 6.2).

5.3.3 Die Kanäle des spektralen Gamma Logs

Die Betrachtung der einzelnen Kanäle des spektralen Gamma Logs ist dem gegenüber wenig spektakulär (siehe Anhang 2). Alle drei Kanäle zeigen einen einheitlichen Trend, besonders die Übereinstimmungen im Referenzintervall 4828 - 4870 m bestechen. Deutlich zu erkennen ist, dass der Kaliumkanal dominiert. Er trägt die Einheit %, mit der Umrechnung $10.000 \text{ ppm} = 1 \%$ wird diese Dominanz verständlich. Man kann außerdem schon aus diesem Kanal überschlägige Aussagen zum Tongehalt treffen. Nach [10] beträgt der durchschnittliche Kaliumanteil in der oberen Erdkurste etwa 2,8%. Im Log werden dem gegenüber schon bis zu 4% aufgezeichnet. Mit der Kenntnis der besonders starken Anreicherung von Kalium in Tonmineralen, kann man annehmen, dass in allen Tiefenintervallen, in denen der Kaliumkanal die Grenze von 2,8% überschreitet, verstärkt Tone angetroffen werden können.

Es liegt daher nahe diesen charakteristischen Kanal für die Tonbestimmung näher zu untersuchen. Da das Modul PetroViewPlus die Option, den Kaliumkanal als Tonindikator einzubinden, nicht vorsieht, wurden andere Wege beschritten. Im Setup Menü ist es nämlich möglich, den schon beschriebenen Indikatoren spezielle Logs zuzuweisen (im Untermenü *Input curves binding*). Per Voreinstellung wird automatisch das passende Log von der Software gesucht und eingebunden. Eingriffe in diesem Automatismus werden angewandt, wenn mehrere gleiche Logs (z.B. das Gamma Log) im Datensatz enthalten sind. Dieser Umstand wurde genutzt, in dem - bei gewählter Gamma Option als Tonindikator - der Kaliumkanal statt des natürlichen Gammas eingebunden wird (siehe Abbildung 14). Das weitere Vorgehen erfolgt wie in Kapitel 5.1 beschrieben, die Ergebnisse sind in Anhang 7 dargestellt.

Es zeigte sich aber sehr schnell, dass diese Vorgehensweise keine brauchbaren Ergebnisse mit sich brachte. Aus Anhang 7 ist ersichtlich, dass in der Volumenanalyse nur eine relativ homogene Sandsteininformation identifiziert wurde. Dagegen kann man aber aus dem reinen Messwertlog erkennen, dass es auf Ton anschlägt. Sandstein kann zwar auch γ -Strahlung aussenden, der Kaliumkanal ist dagegen für Ton typisch. Außerdem müsste der Volumenverlauf des Sandsteins mit der Tiefe wenigstens mit dem Kaliumkanal korrelieren. Es scheint, dass die Berechnungsroutine des PetroViewPlus Moduls mit der Einheit des Kanals (%) Probleme hat, verarbeitet es normalerweise doch die Einheit gAPI. Es gilt also herauszufinden, ob eine Umrechnung von % in gAPI Einheiten möglich ist, um eine erneute Berechnung durchzuführen (siehe Kapitel 6.3).

6 Tongehaltsbestimmung

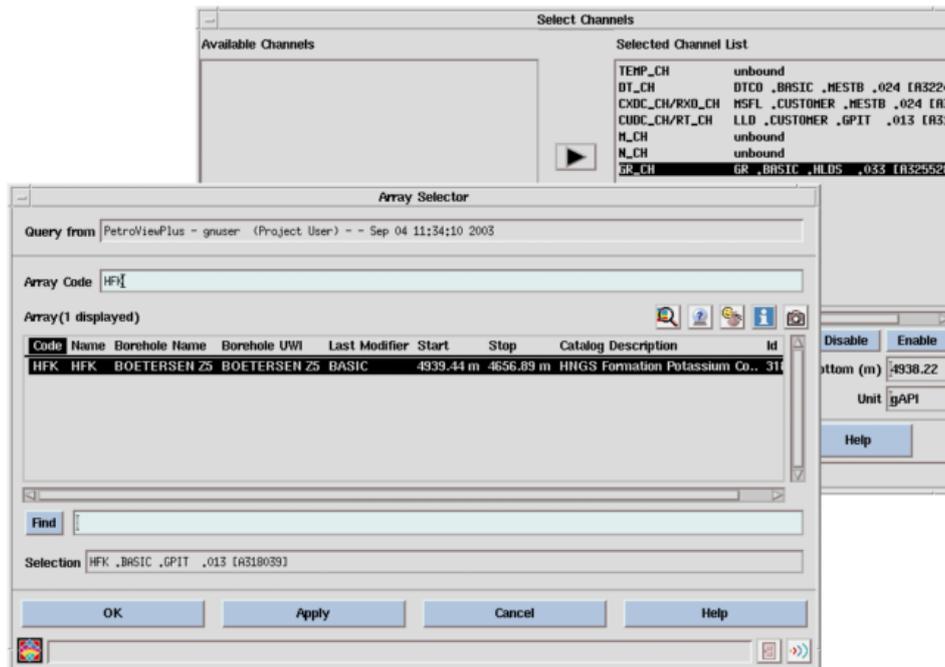


Abbildung 14: Einbinden des Kaliumkanals

6 Tongehaltsbestimmung

6.1 Gamma Log, SP Log, Sonic Log

Die Tongehaltsbestimmung mit dem Gamma und dem SP Log verliefen unkompliziert und relativ eindeutig. Mit dem Gamma Log wurde - über das gesamte Energiespektrum der registrierten γ -Quanten integriert - der Tongehalt bestimmt. Dies ist in Anhang 3 enthalten. Auf Grund seiner Stellung als primärer und zuverlässiger Tonindikator und der Überprüfung mit dem separaten spektralem Gamma Log dient das Gamma Log im Rahmen dieser Arbeit als Referenz für die Tongehaltsbestimmung.

Ebenso eindeutig stellt sich die Auswertung über das SP Log dar. Sie ist in Anhang 4 dargestellt. Normalerweise ist auch dieses Log ein gebräuchlicher Indikator für Ton, aber eben nur, wenn die Eigenpotentiale nicht gestört werden. Dies war beim vorliegenden SP Log aus dem Datensatz nicht der Fall. Sowohl qualitative als auch quantitative Aussagen zum Tongehalt aus dem verwendeten Eigenpotential sind nicht möglich.

Anders stellt sich die Sachlage bei der Analyse der Tonverteilung für das Sonic Log in Anhang 5 dar. Die Messkurve scheint realistisch, auch die daraus bestimmte Tonstein-Sandstein-Volumina entsprechen der Berechnungsroutine und korrelieren mit dem Ausgangslog. Die Berechnung wurde demnach korrekt durchgeführt, auch deuten

keine Anhaltspunkte auf einen prinzipiellen Messfehler hin. Fakt ist aber, dass es keine Übereinstimmungen mit der Referenz-Volumenanalyse des Gamma Logs gibt. Das Sonic Log wird in diesem Fall prinzipiell nicht auf Tonminerale angeschlagen haben. Dies ist wenig verwunderlich, ist das Sonic Log doch kein klassischer Tonindikator und kann in nicht allen Fällen herangezogen werden. Primär dient es der Porositäts-ermittlung, andere Größen und Parameter haben im Vergleich zum Tongehalt einen größeren Einfluss.

6.2 Neutron Log

Im Vergleich zu den bisher erwähnten Logs, bereitete die Tongehaltsbestimmung mit dem Neutron Log etwas mehr Arbeit. Das Log wurde nicht automatisch eingebunden. Es galt aus dem zur Verfügung gestellten Datensatz das Log herauszufinden und wie in Kapitel 5.3 beschrieben, einzubinden. Verwendet wurde das auf die Matrix Sandstein korrigierte Neutron Log mit der internen Kennung *APSC*. Wie auch schon in dem diesem Kapitel angesprochen, liegen die in Anhang 6 dargestellten Tongehalte bis zu 10% über denen des Referenzindikators Gamma Log. Da der selbe Kurvenverlauf und auch die Tonverteilung relativ gut übereinstimmen, ist davon auszugehen, dass die vorgegebenen Werte für Ton, Matrix und Fluid aus Tabelle 3 nicht ideal gewählt sind.

Es wurde versucht diese Parameter aus der Crossplot-Analyse zu verfeinern, aber ein Softwarefehler verhinderte dies. Beim Aufruf der visuellen Darstellung des Crossplots blieb sowohl das Anzeige- als auch das gesamte Modul PetroViewPlus hängen und liess sich nur über den Application Manager schließen. Nur einmal unter vielen Versuchen gelang die Darstellung. Es konnte zumindest ermittelt werden, dass die Clean Line, die Linie durch Wet Clay Point und die Verbindungslinie zwischen beiden ein Dreieck bilden, das die Messwert-Punkt wolke eng umschließen sollte (siehe Abbildung 13). Eine kurze Prüfung mit den errechneten Tongehalten bestätigte die anfangs gemachte Annahme. Die so gewonnene Tonverteilung lag deutlich näher zu dem des Gamma Logs.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass die höheren Tongehalte den verwendeten Parameter zu verdanken sind. Genauere Parameter konnten durch den Programmfehler nicht ermittelt werden.

6.3 Spektral Gamma Log

Wie schon in Kapitel 5.3 dargelegt, gestaltete sich die Verwendung des Kaliumkanals aus dem spektralen Gamma Logs etwas komplexer. Als Motivation dient aber die Hoffnung auf noch genauere Tongehaltsbestimmungen als es durch das integrale Gamma Log zu erwarten ist. Steht doch der Kaliumkanal für den wichtigen Indikator der Tonminerale, da sich dort Kalium (${}_{19}\text{K}^{40}$) besonders stark anreichern kann.

6 Tongehaltsbestimmung

Den Anfang bildet das Einbinden des Kaliumkanals als externes Log (Option *External*) im Untermenü Shaly Sand/Shale Indicators des Setup-Menüs (siehe Abbildung 9). Prinzipiell wäre es auch möglich gewesen, den Kanal - wie beim ersten Versuch - dem Modul PetroViewPlus als Gamma Log unterzuschieben. Auf diesem Weg wurde aber auch gleich die Möglichkeit zum Einbinden externer Tonindikatoren, d.h. Indikatoren, die nicht als Option vorgesehen sind, erprobt. Bedeutsam für das weitere Vorgehen war das Auffinden einer Umrechnung der % Einheit in gAPI Einheiten, um eine Verwendung der schon erprobten 230 bzw. 38 gAPI's für 100% tonfreies bzw. reines Tongestein zu ermöglichen. Da eine Umrechnung des gesamten Logs in gAPI Einheiten und das Wiedereinführen des korrigierten Logs ins System von PetroView-Plus nicht ohne Weiteres möglich war, wurden anstatt dessen die Werte 230 bzw. 38 gAPI in % umgerechnet.

Sowohl die Literatur als auch angesprochene Geoforschungseinrichtungen, wie die der Houston University, schwiegen sich über eine mögliche Konvertierung der % Einheiten aus. Daher kam eine empirische Umwandlung auf Basis der Logs zum Einsatz. Dies gelang mit der Kenntnis, dass bei den 38.077 gAPI nach Vorgabe 100% Tonfreiheit vorherrscht. Es wurden also im Log des integralen Gamma Stützstellen für die Umrechnung gesucht, die dem Wert von 38 ± 1 gAPI entsprechen. Da sowohl das spektrale auch das integrale Gamma Log in den selben Tiefenintervallen gemessen wurden, war eine Zuordnung der Messwerte über die Tiefe möglich. Jedem Stützpunkt der Rechnung aus dem integralen Gamma Log konnte so einem Messwert in % aus dem Kaliumkanal zugeordnet werden. Jeweils beide Messwerte sind in Tabelle 4 aufgeführt.

	Tiefe in m	spektraler Kaliumkanal in %	integrales Gamma in gAPI
	4868,5704	0,6973	39,24176
	4859,7312	0,6112	38,73043
	4853,6352	0,6226	37,04537
	4852,2636	0,6315	38,40602
	4848,6060	0,6800	37,83683
	4844,3388	0,6802	37,15765
	4841,1384	0,5944	38,62078
Mittel		0,64531	38,14841

Tabelle 4: Auszüge aus dem integralen und spektralen Gamma Log

6 Tongehaltsbestimmung

Durch Mittelung der Punkte konnte der empirische Zusammenhang von $0,1\% \approx 59,11640$ gAPI oder 1 gAPI $\approx 0,0169\%$ gewonnen werden. Dem entsprechend konnten die Randwerte umgerechnet werden : 230 gAPI $\approx 3,8906\%$ und 38.077 gAPI $\approx 0,6441\%$. Beim Einsetzen dieser Vorgaben als Werte für 100% tonfreies bzw. reines Tongestein für den eingebundenen Kaliumkanal zeigte sich eine kleine Softwarechwäche im Modul PetroViewPlus. Auch wenn das Log nun vollständig in % bemessen ist, ist eine Angabe der Vorgaben in % nicht möglich. Sie liefert 0% Ton und 100% Sandstein in der Volumenanalyse. Statt dessen müssen die Vorgabewerte nach der Definition $10\%=0,1$ verwendet werden. Im Shale Point Menü wurde daher $0,038906$ und $0,006441$ für Ext_{shale} und Ext_{clean} eingetragen.

Normalerweise basiert die Rechnung auf der Annahme, dass sich die Einheiten gAPI und % linear zueinander verhalten. Um das zu überprüfen müsste demnach noch die selbe - oben beschriebene Vorgehensweise - für 100% Ton angewandt werden. Dies stellt praktisch kein Problem dar und liefert auch ähnliche Werte ($0,1\% \approx 61,0621$). Von der Theorie her aber definieren schon 120 gAPI für den Kaliumkanal 100% Tongestein [1][5]. Aus Anhang 3 sieht man, dass 100% Ton in der Volumenanalyse nicht gänzlich erreicht wird, und das obwohl Gamma Log bereits über 200 gAPI zeigt. Entweder sind bei Werten über 120% gAPI des integralen Gamma Logs die anderen Kanäle des spektralen Gamma Logs (Thorium und Uran) dominanter und erhöhen die Meßwerte, oder aber der Kaliumkanal selbst liegt hier höher als 120 gAPI. Zum anderen gelangen die Ermittlung der Stützstellen aus der Volumenanalyse nur ungenau, da für dieses Zusatzlog nur die visuelle Darstellung vorhanden ist. Für Tonfreiheit genügt es in der Volumenanalyse 0% Ton zu suchen, und dann im dazugehörigen Tiefenintervall im Meßwert Log des integralen Gamma Logs genauere Werte zu suchen. Nun aber müsste man aus der Volumenanalyse noch den ungefähren Tongehalt interpolieren.

Aus der quantitativen Aufgabenstellung der Tongehaltsbestimmung heraus, wurde sich in dieser Arbeit mit der oben beschriebenen empirischen Umrechnung begnügt. Mit dieser Vorgehensweise war ein Durchlauf der Volumenanalyse erfolgreich und lieferte sinnvolle Ergebnisse. Sie sind in Anlage 8 dargestellt.

Abschließend ist wohl eine Fehlerbetrachtung interessant, d.h. um welchen relativen Fehler das - in gAPI umgerechnete - Log des Kaliumkanals vom integralen Gamma Log abweicht. Aus diesem Fehler ist eine Abschätzung über die Verbesserung des berechneten Tongehaltes im Vergleich zum reinen Verwenden des integralen Gamma Logs möglich. Decken sich der Kaliumkanal und das integrale Kanal deutet das auf reinen Ton hin, unterscheiden sich beide Logs signifikant, spricht das für einen stärkeren Einfluß des Thorium- und Urankanals. Im Endeffekt geht es um eine Überprüfung, um wie viel genauere Daten das spektrale Gamma Log zur Tongehaltsbestimmung liefert.

6 Tongehaltsbestimmung

Nach der Formel für die relative Abweichung der beiden Logs

$$St = \frac{Gamma_{integral} - Gamma_{spektral}}{Gamma_{integral}}$$

mit der Abweichung St , dem Wert aus dem integralen Gamma Log $Gamma_{integral}$ und dem Gammawert aus dem Kaliumkanal $Gamma_{spektral}$ wurde der Fehler bestimmt und in Anhang 9 geglättet dargestellt. Dazu wurde vorher das in % angegebene Log des Kaliumkanals nach der ermittelten Umrechnung $0,1\% \approx 59,11640$ gAPI in gAPI Einheiten umgerechnet.

Die so gewonnene Darstellung ist nicht eindeutig interpretierbar. Die negativen Ausschläge deuten schon auf die Probleme bei der Umrechnung von % in gAPI Einheiten hin. Normalerweise dürften sie nicht existieren, schließlich setzt sich das integrale Gamma Log aus den einzelnen Kanälen des spektralen Gamma Logs zusammen. Einzelne Kanäle können somit theoretisch niemals stärker ausschlagen als das Integral über das gesamte Energiespektrum (siehe Abbildung 3).

Wenn man sich über diese Schwäche erst einmal wegsetzt, dann erkennt man deutlich Korrelationen zwischen der Fehlergraphik und der aus dem integralen Gamma Log gewonnenen Volumenanalyse. Betrachtet man die Tiefen 4759 m, 4768,5 m und 4789 m, so findet man dort relativ geringe Tongehalte, während man in der Fehlergraphik dort maximale Ausschläge findet. Der umgerechnete Kaliumkanal scheint in diesen Intervallen stärker vom integralen Gamma Log abzuweichen. Möglich wäre die Annahme, dass in diesen Intervallen die empirische Umrechnung weniger gut funktioniert. Wahrscheinlicher und auch logischer ist die Tatsache, dass in Intervallen, wo weniger Ton vorliegt (und damit weniger angereichertes Kalium), mehr γ -Quanten aus dem dem Zerfall von Thorium und Uran entstammen können. Die vorliegenden Differenzen zwischen spektralem und integralen Gamma Log bestätigen diese Aussage. Revers können die selben Erkenntnisse gewonnen werden. In den Tiefen 4755 m, 4787 m und 4811 m sind in der Volumenanalyse nach dem integralen Gamma Log relativ hohe Tonwerte verzeichnet. Die Abweichungskurve zeigt hier Minimas bzw, fast Nullstellen. In diesen Intervallen stimmen somit Kaliumkanal und integrales Gamma Log nahezu überein. Die dominante Quelle für die Gammaquanten scheint dort somit das Kalium zu sein. Eine stärkere Tonanreicherung ist damit identifiziert.

Im charakteristischem Tiefenintervall von 4828 m - 4870 m ist ein Aussage weniger gut möglich. Hier liegen nach der Volumenanalyse nur geringe Tongehalte mit einem deutlichen Maximum bei etwa 4870 m vor. Die Fehlerkurve liegt in diesem Intervall fast vollständig im unrealistischem negativen Intervall. Hier scheint die Umrechnung merkliche Fehler zu liefern. Verwunderlich scheint dies besonders, wenn man betrachtet, dass die Stützstellen für die Umrechnung hauptsächlich aus diesem Tiefenintervall stammen. Der angenommene und hier verwendete lineare Zusammenhang

zwischen den Einheiten % und gAPI scheint noch nicht gänzlich zufriedenstellend zu arbeiten.

Eine Arbeitsgrundlage für die Tongehaltsbestimmung mit dem Kaliumkanal des spektralen Gamma Logs stellt die Umrechnung dennoch dar. Eine Berechnung des Tongehaltes war erst damit möglich und die Ergebnisse sind brauchbar. Aus dem Vergleich von integralem Gamma Log und der Fehlerkurve sind logische Korrelationen erkennbar. Auch der Vergleich der Volumenanalyse aus dem integralem Gamma Log und dem Kaliumkanal stimmt zuversichtlich. Die Tongehalte wurden mit dem Kaliumkanal deutlich verfeinert. Die allgemeine Tonverteilung stimmt bei beiden Tonindikatoren gut überein. Einige stärkere Ausschläge des Tongehaltes wurden schmaler bzw. feiner (z.B. in den Tiefen 4744 m, 4772 m oder 4799 m), einige kleine Ausschläge sind verschwunden (z.B. in den Tiefen 4759 m, 4789 m oder 4839 m). Leider brachte die Fehlerdarstellung keine deutliche Aussage. Es ist nicht eindeutig warum z.B. einige kleine Peaks verschwinden. Als Ursachen wäre der Informationsgewinn wünschenswert, möglich ist aber auch eine ungenaue Umrechnung.

7 Zusammenfassung und Ausblicke

Der Tongehalt lässt sich aus verschiedenen Logs bestimmen, es gibt aber keinen perfekten Weg. Je nach gewünschter Genauigkeit oder speziellen Randbedingungen, kann das eine oder andere Log für die Tonverteilung sinnvoller sein. Das Gamma, SP und Neutron Log sind die wohl robustesten Tonindikatoren. Das Gamma Log lieferte zuverlässige Anzeichen für Ton, die errechnete Volumenanalyse nach diesem Log wurde als Referenz eingesetzt. Das SP Log konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden, es kann aber davon ausgegangen werden, dass es für gewöhnlich genauso gut wie das Gamma Log auf Ton anspricht. Es zeigt sich aber, wie empfindlich Logs auf Störgrößen reagieren. Nicht näher beschriebene Störeffekte beeinflussten im betrachteten Tiefenintervall den Aufbau der Eigenpotentiale, sodass mit dem SP Log keine verwertbaren Ergebnisse erzielt werden konnten.

Ein anderer wichtiger Einfluß auf die errechneten Tongehalte stellen die Parameter dar, die definieren, ab wann Tonfreiheit oder 100% Ton vorherrschen. Dies war am Beispiel des Neutron Logs gut zu beobachten. Die anfangs verwendeten Werte aus dem Modell nach [8] lieferten um fast 10% höhere Tonwerte als durch das Referenzlog vorgegeben. Eine visuelle Korrektur der Vorgaben durch die Density-Neutron Crossplotanalyse kann hier Abhilfe schaffen. Leider verhinderte ein Programmfehler eine weiterführende Untersuchung dieser Parameter. Mit einer genaueren Beschäftigung und Hilfe durch den Softwarehersteller Schlumberger könnte hier aber nachgebessert werden.

Ähnlich dem SP Log, wurde auch das Sonic Log in seiner Eigenschaft als Tonindikator durch äußere Einflüsse gestört. Es konnten keine Hinweise ermittelt werden, warum das Log nicht korrekt anschluss. Da das Sonic Log ein eher unüblicher Indikator für Ton darstellt, wurde in dieser Arbeit auf eine weiterführende Analyse verzichtet.

Will man genauere Ergebnisse erhalten, als durch das Gamma Log zu erzielen sind, bleibt schließlich nur das spektrale Gamma Log übrig. Im Gegenteil zum integralen Gamma, werden beim spektralen Gamma nur diskrete Energieintervalle betrachtet, die den drei typischen Quellen der γ -Strahlung (Kalium, Thorium, Uran) zuzuordnen sind. Verwendet man statt des integralen Gamma Logs den Kaliumkanal als Tonindikator verfeinert sich die Tonverteilung. Dies konnte im Rahmen dieser Bachelorarbeit exemplarisch gezeigt werden. Problematisch war nur die Umrechnung der Einheit % des Kaliumkanals in gAPI's, um die Vorgaben für Tonfreiheit und 100% Ton anwenden zu können. Eine empirische Umrechnung wurde ermittelt, stellt aber nicht völlig zufrieden. Weiterführende Untersuchungen könnten in die Richtung zielen, entweder genauere Vorgaben zu finden, oder eine bessere Umrechnung.

Mit dieser Arbeit konnten Wege zur Bestimmung des Tongehaltes aus verschiedenen Bohrloch Logs aufgeführt werden, nicht alle möglichen, dafür die wichtigsten Logs fanden dabei Verwendung. Es wurde aufgezeigt, in welchem Rahmen und in welchen Grenzen diese Methoden mit dem Modul PetroViewPlus aus dem Schlumberger Softwarepaket GeoFrame zu verwertbaren Ergebnissen führen. Dennoch blieben interessante Fragen offen oder bedürfen Verbesserung, die Gegenstand weitere Arbeiten auf diesem Gebiet werden könnten.

7 Zusammenfassung und Ausblicke

Hiermit bestätige ich, dass diese Bachelorarbeit zum Thema "Bestimmung des Tongehaltes aus verschiedenen Logs in ausgewählten Abschnitten der Bohrung Boetersen Z5a" von mir persönlich und nur unter Zuhilfenahme der aufgeführten Literatur verfasst wurde.

Literatur

- [1] W.M.Telford, L.P.Geldart, R.E. Sheriff. *Applied Geophysics*. Cambridge University Press, 2001
- [2] David E. Johnson, Kathryne E. Pile. *Well Logging in Nontechnical Language*. PennWell Publishing Company, 2002
- [3] Lee M. Enyre. *Finding Oil and Gas from Well Logs*. Van Nostrand Reinhold, New York , 1989
- [4] James K. Hallenborg. *Introduction to Geophysical Formation Evalutaion*. Lewis Publishers, 1998
- [5] James K. Hallenborg. *Standard Methods of Geophysical Formation Evaluation*. Lewis Publishers, 1998
- [6] Prof. S. Unterricker, Vorlesungsmitschriften "Kernphysik", TUBA Freiberg, 2003
- [7] George R. Picket, Vorlesungsmitschriften "well log interpretation" von Lee m. Etnyre [3], Colorado School of Mines
- [8] Michael Tauchnitz, Studienarbeit "Einarbeitung in das Modul PetroViewPlus der Schlumberger Software GeoFrame", TUBA Freiberg, 2003
- [9] PetroView Plus User's Guide aus GeoFrame 3.8 von Schlumberger
- [10] W.M. White *Geochemistry*. Online Geochemie Vorlesung, Chapter 12 : The Crust, <http://www.geo.cornell.edu/geology/classes/geo455/Chapters.HTML>
- [11] Prof. Stojan, Vorlesungsmitschriften "Datenerfassung & Statistik", TUBA Freiberg, 2002
- [12] Prof. H. Lindner, Vorlesungsmitschriften "Petrophysik", TUBA Freiberg, 2002
- [13] Dr. C. Pretzschner, Vorlesungsmitschriften "Bohrlochmessung I", TUBA Freiberg, 2003
- [14] Prospektmaterial der Wintershall AG, "Erdöl und Erdgas aus Deutschland"

Verzeichnis der Anhänge

Anhang	Beschreibung
1	SP, Sonic, Gamma und Neutron Log
2	Kanäle des spektralen Gamma Logs
3	Volumenanalyse mit dem Tonindikator Gamma Log
4	Volumenanalyse mit dem Tonindikator SP Log
5	Volumenanalyse mit dem Tonindikator Sonic Log
6	Volumenanalyse mit dem Tonindikator korrigiertem Neutron Log
7	Volumenanalyse mit dem Tonindikator Kalium Kanal aus dem spektralem Gamma Log (ohne Umrechnung gAPI <-> %)
8	Volumenanalyse mit dem Tonindikator Kalium Kanal aus dem spektralem Gamma Log (mit Umrechnung gAPI <-> %)
9	Geglätte relative Abweichung zwischen integralem und spektralen Gamma Log