

DETERMINISTISCHE UND STOCHASTISCHE METHODE ZUR BERECHNUNG, VERBREITUNG UND INTERPRETATION PETROPHYSIKALISCHER MIKRO-EIGENSCHAFTEN UND MAKRO-EIGENSCHAFTEN ALS PETROPHYSIKALISCH-SEISMISCHE ATTRIBUTE IM „3D SEISMIC VOLUME“ FÜR INTERPRETATIONSZWECKE.

ABSTRACT

Diese Erfindung beschreibt eine Methode zum Prozessing, zur Inversion und zur Integration von seismischen und petrophysikalischen Daten. Diese Methode führt zur Implementierung eines Modells für die seismische und petrophysikalische Interpretation, um die geologischen Strukturen und die Physik der Gesteine im Untergrund zu beschreiben. Sie ist eine Innovation für die Darstellung petrophysikalischer Parameter und dessen Beziehungen zu seismischen Attributen auf dem „3D Seismic Volume“.

Die Methode vereint Seismik und Petrophysik in einer einzigen Theorie.

Es wird eine Reihe von Modellen für die Interpretation eines Reservoir erstellt, welche verschiedene Theorien darstellen.

Jedes Modell setzt den Fokus auf die Lösung spezifischer Attribute.

Der Zusammenhang der Lösungen sollte komplementarisch wirken.

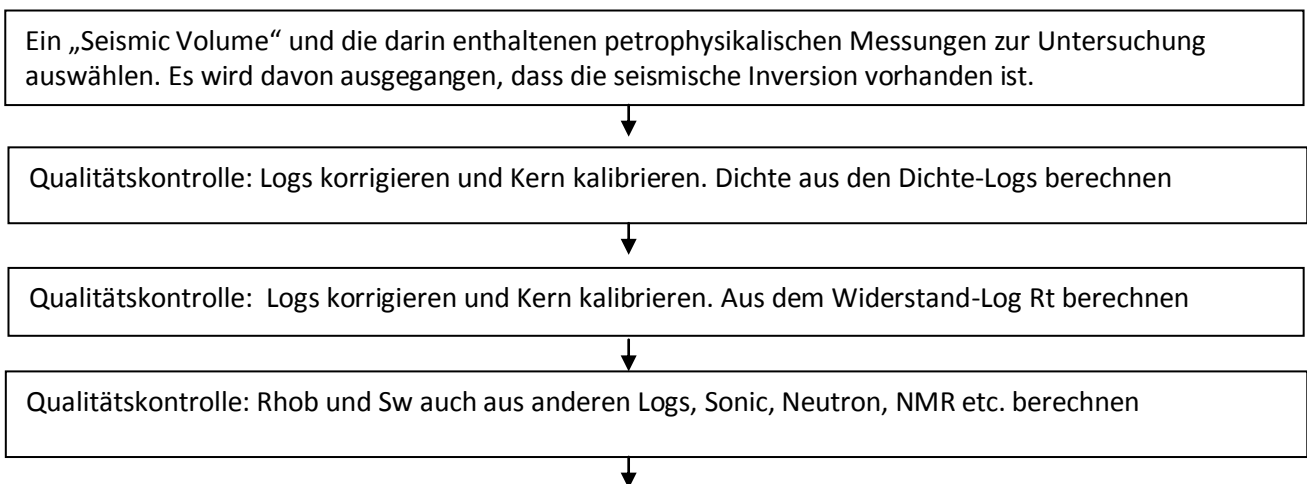
Der Ausgang eines Modells kann als Eingang in einem anderen Modell dienen.

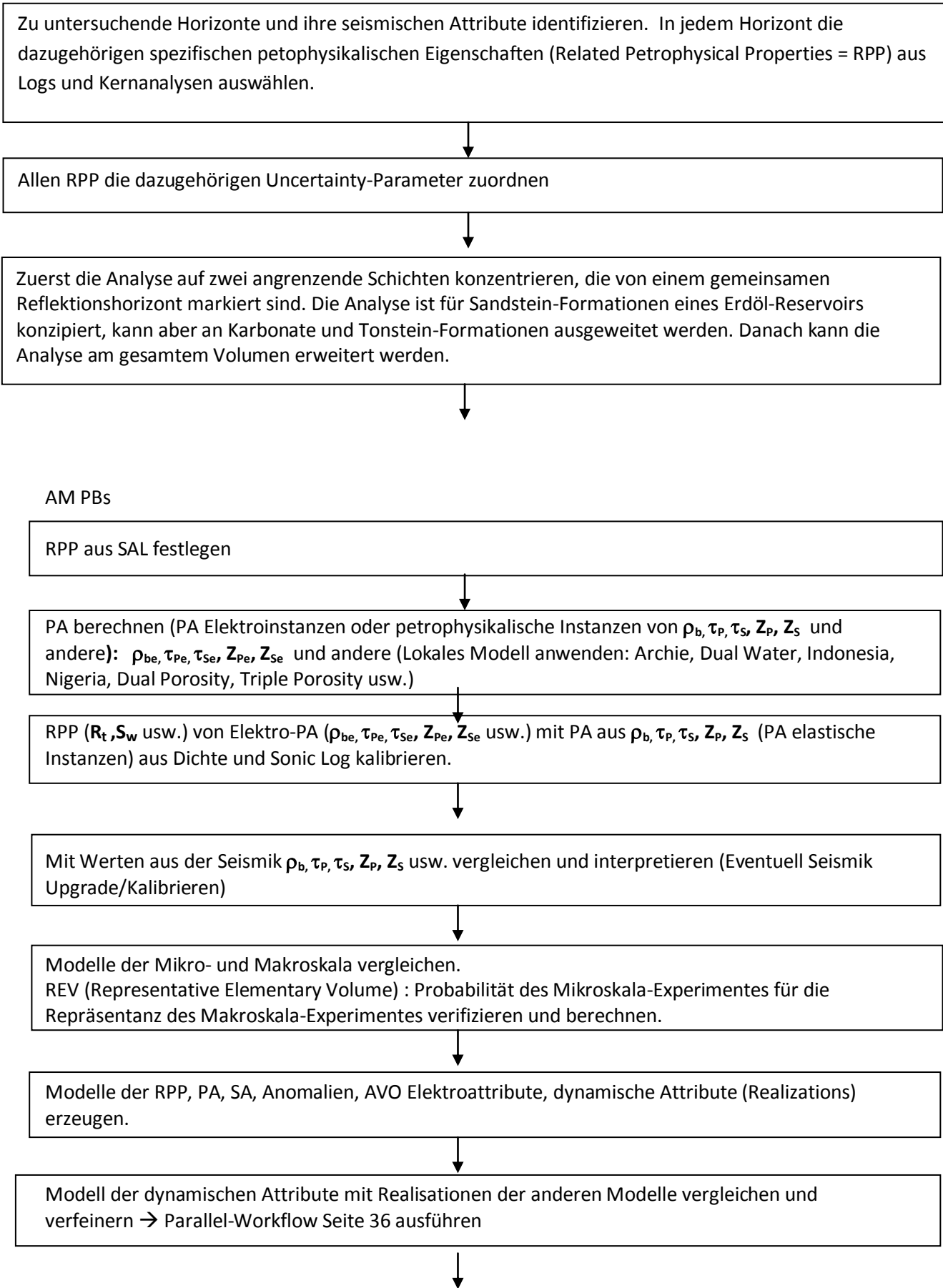
Ansonsten können alle Interpretationsmodelle parallel ausgeführt werden und die Ergebnisse vergleichen.

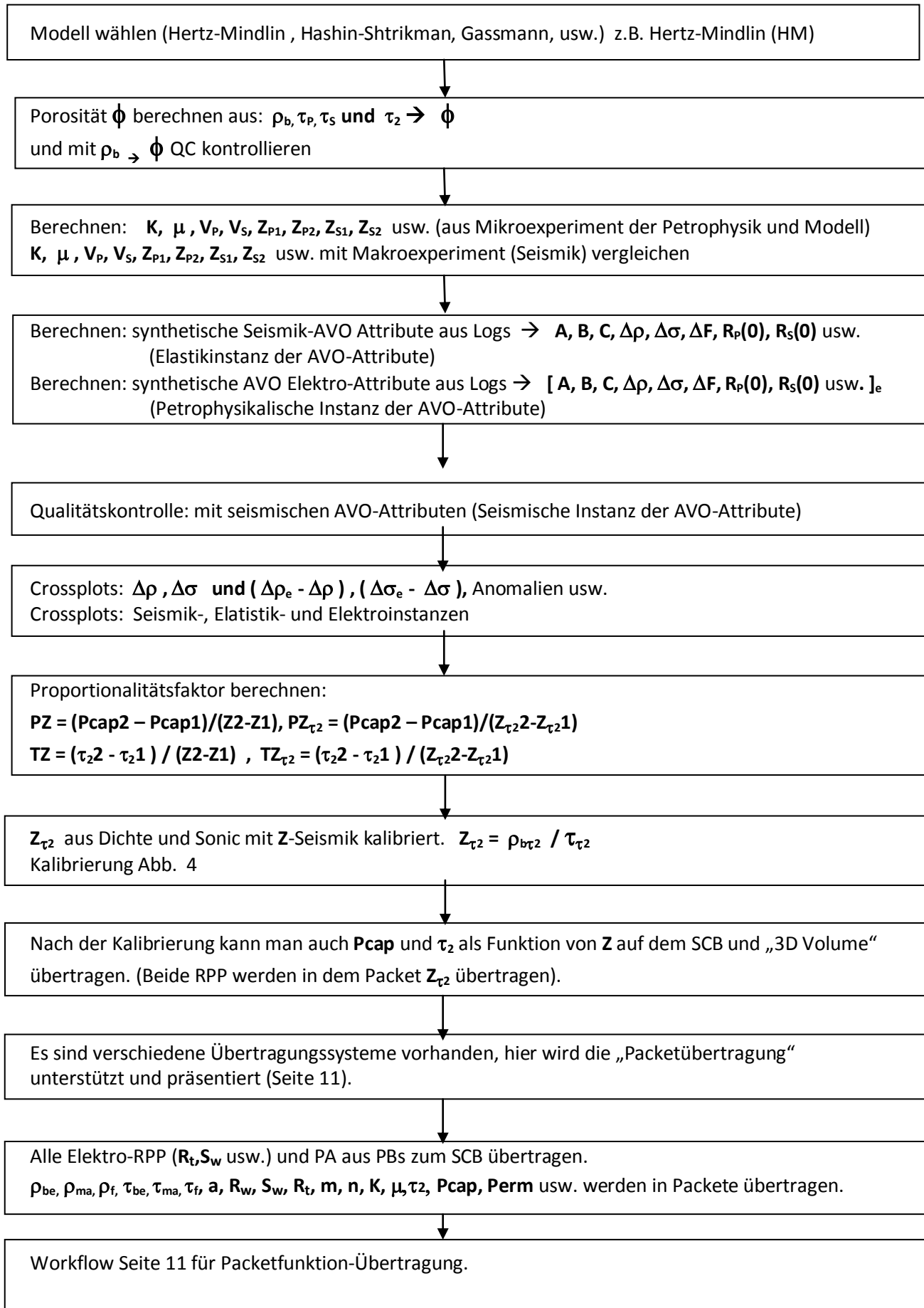
Die Modelle können durch neuen Input, Datenübertragung und Änderungen verfeinert werden.

Am Ende können verschieden Realisationen der „3D Seismic Volume“ dargestellt werden.

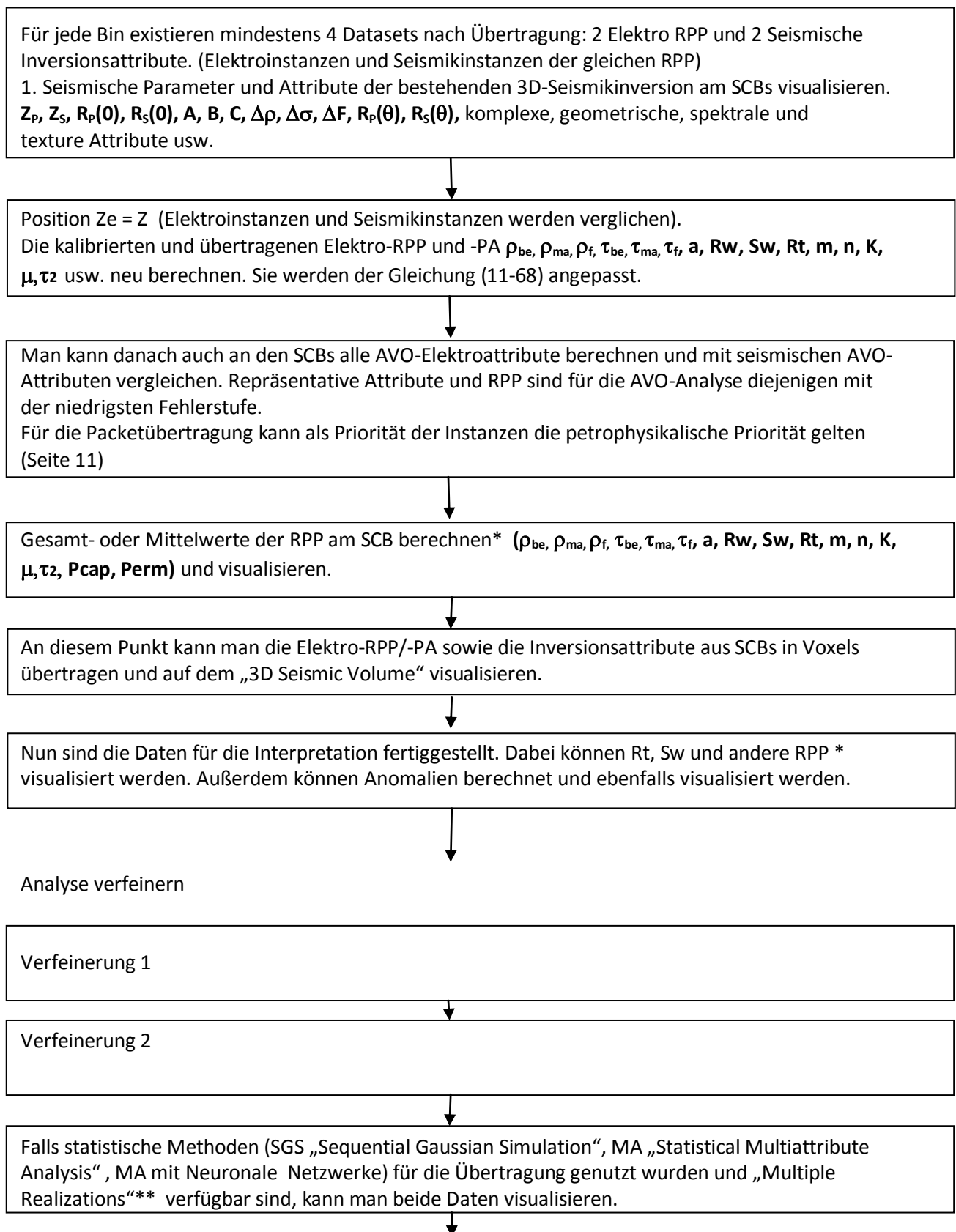
HAUPTWORKFLOW







AM SCBs



Dann kann man für jeden SCB einen Mittelwert zwischen den Ergebnissen der Berechnung* und den Ergebnissen der neu berechneten Daten von Stufe ** erstellen.

Das Ergebnis kann zurück auf PBs (ohne Variogram) übertragen werden. Hier kann ein Mittelwert zwischen einzelnen ähnlichen RPPs berechnet werden.

Der Mittelwert kann wieder zurück auf die SCBs übertragen und die Daten visualisiert werden.
Andere Übertragungsmethoden

Direkte Übertragung der Elektro-Eigenschaften der PA durch Post-Stack oder Pre-Stack Inversion.

Ze kann direkt durch Post-Stack oder Pre-Stack Inversion übertragen werden. Z wird mit Ze ersetzt.

Am SCB werden RPPs aus Ze berechnet.

Nach der Übertragung der RPP und PA im gesamten 3D Volumen kann man die Interpretation starten.
In diesem Zusammenhang können RPP- und PA-Anomalien am PB berechnet und auf das SCB übertragen werden oder direkt am SCB berechnet und zu den Voxels übertragen werden.
Anomalien stellen die ursprünglichen Eigenschaften nicht mehr dar. Es handelt sich um eine Variation, die andere Eigenschaften in der ursprünglichen Eigenschaft verursacht.

Zur Berechnung von Anomalien gelten die hier beschriebenen Methoden: Swa, Sws, Elektro-Seismik AVO Attribute, Dynamische Attribute usw.

Am Ende kann man alle Ergebnisse dem Z-Autotracking entlang visualisieren (Abb. 8):
Abweichung der Elektroinstanzen von Z , Ze und alle RPP. Abweichungen können auch als Farbskala auf dem „3D seismic volume“ dargestellt werden.

End-Verfeinerungen Workflows für die Analyse sind in die Seiten **14-24-39-43** beschrieben.
Voraussetzung der Analyse ist die Lösung der geostatistischen Probleme in Verbindung mit: REV (Representative Elementary Volume), Heterogenität (Variographische Funktionen), petrophysikalische Auflösung VOI (Volume of Investigation), seismische Auflösung (Fresnel Zone, Tuning thickness).

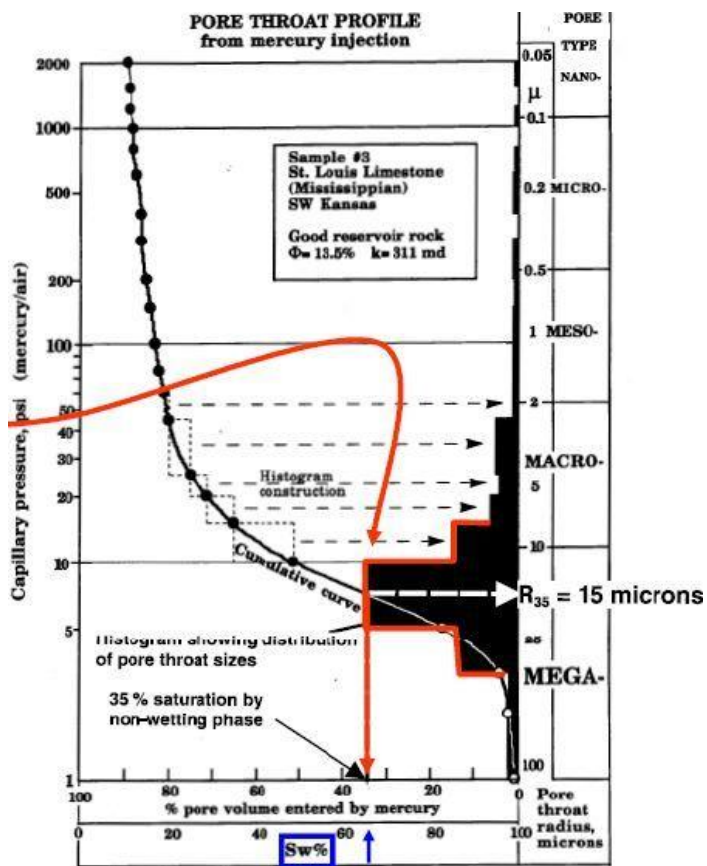


Abb. 1 Pcap Kurve und Winlad R35 Parameter

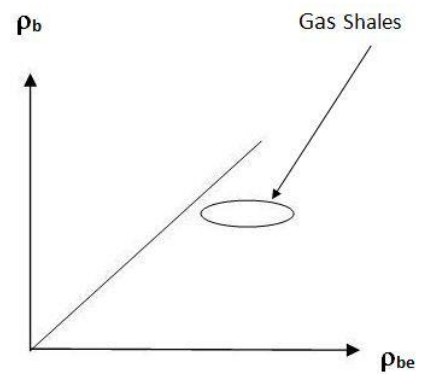


Abb. 2 Crossplot-Beispiel für Gas-Shales

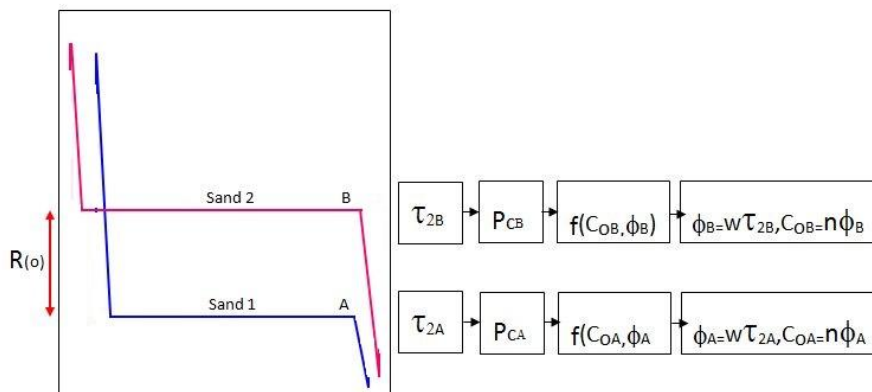


Abb. 3 Pcap Kurve, theoretische Darstellung

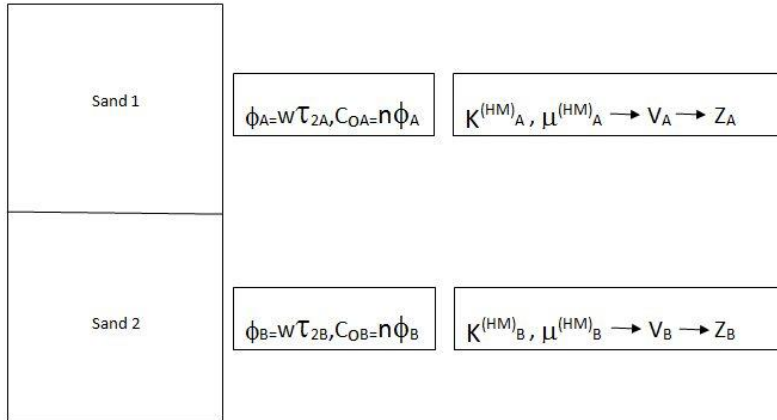


Abb. 4 Sand 1 und Sand 2 , Bereichen U1(A)=Sand 1 und U2(B)=Sand 2

$$R_p(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \sin^2 \theta, \text{ where:}$$

$$A = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right], B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta \rho}{\rho}, C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p}.$$

Abb. 5 Aki-Richard AVO Gleichung und ABC Attributen

$$R_p(\theta) = c_1 R_p(0^\circ) + c_2 R_s(0^\circ) + c_3 R_D, \text{ where:}$$

$$c_1 = 1 + \tan^2 \theta, c_2 = -8(V_s / V_p)^2 \sin^2 \theta, c_3 = 4(V_s / V_p)^2 \sin^2 \theta - \tan^2 \theta,$$

$$R_p(0^\circ) = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right], R_s(0^\circ) = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right], \text{ and } R_D = \frac{\Delta \rho}{\rho}.$$

Abb. 6 Fatti AVO Gleichung und R_p(0), R_s(0), R_D Attributen

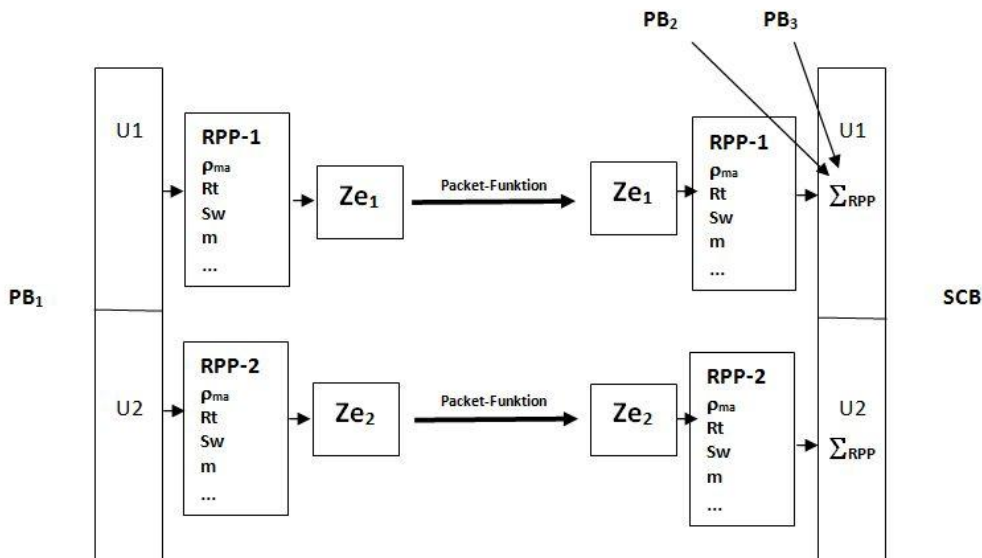


Abb. 7 Übertragung der Packet-Funktion und RPP Mittelwertberechnungen Σ am SCB

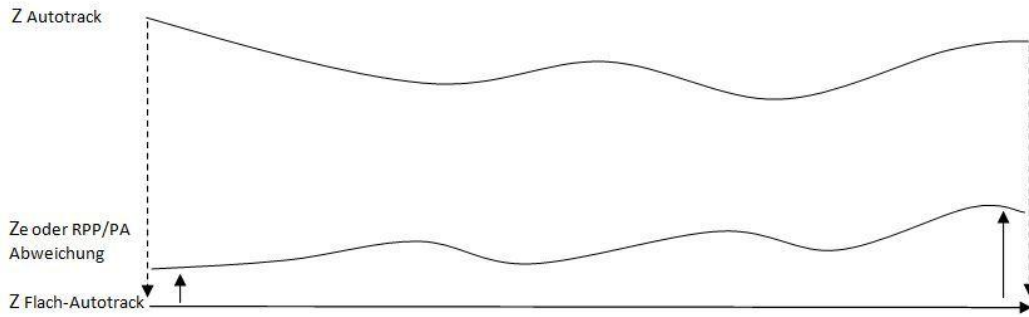


Abb. 8 Autotracking von Z oder anderer Attribute mit „Coherence,Complex Trace Analysis, Gradient Structure Tensor“ usw.

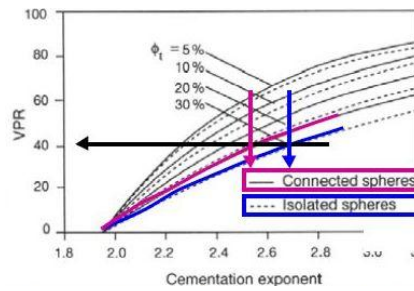


Abb. 9 VPR und Brie Model
Pcap Kurve

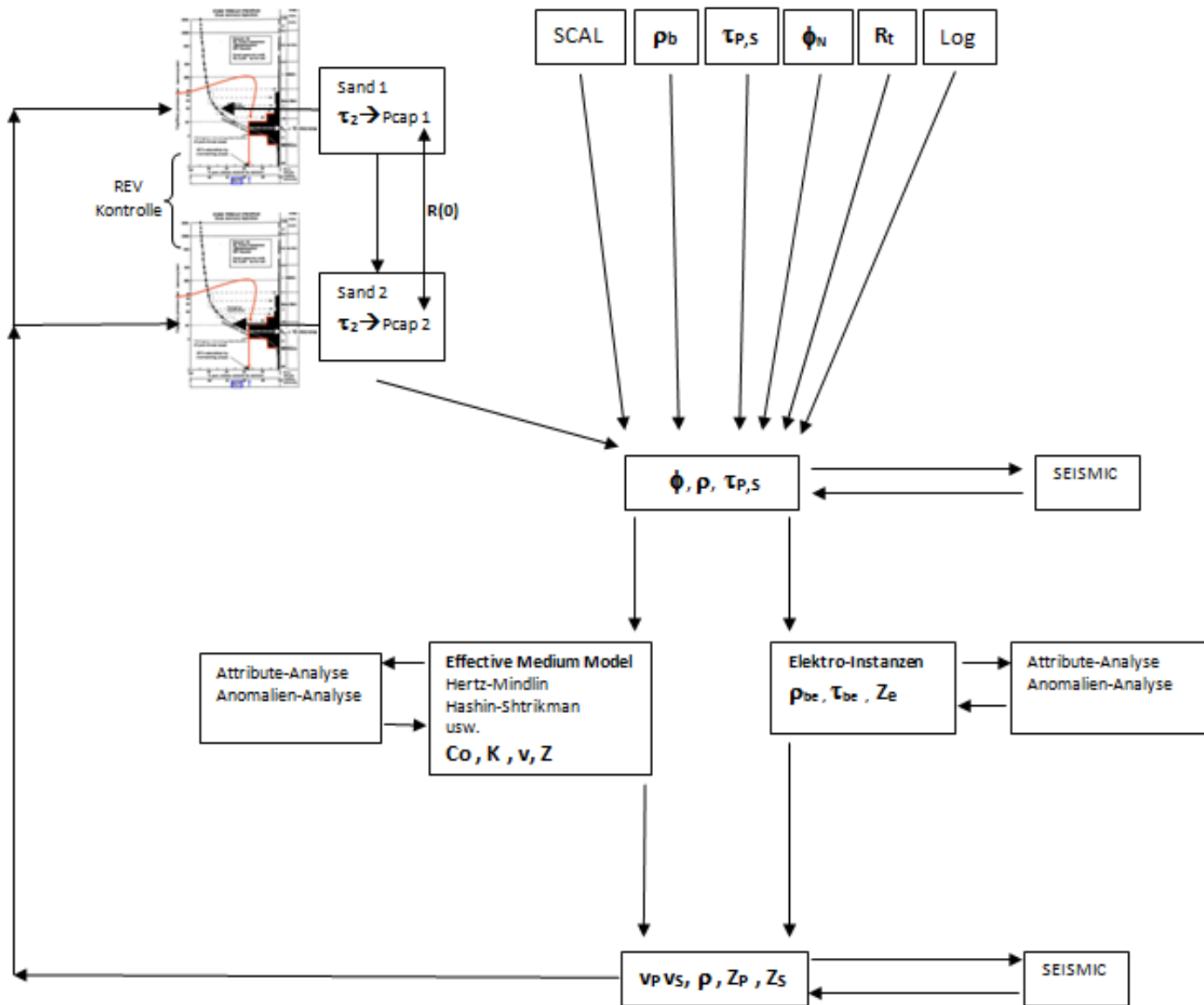


Abb. 10 Schleife (Loop) für die Modell-Verfeinerung 2 der Analyse

DETERMINISTISCHE UND STOCHASTISCHE METHODE ZUR BERECHNUNG, VERBREITUNG UND INTERPRETATION PETROPHYSIKALISCHER MIKRO-EIGENSCHAFTEN UND MAKRO-EIGENSCHAFTEN ALS PETROPHYSIKALISCH-SEISMISCHE ATTRIBUTE IM „3D SEISMIC VOLUME“ FÜR INTERPRETATIONSZWECKE.

FELD DER ERFINDUNG

Diese Erfindung beschreibt eine Methode zum Prozessing, zur Inversion und zur Integration von seismischen und petrophysikalischen Daten. Diese Methode führt zur Implementierung eines Modells für die seismische und petrophysikalische Interpretation, um die geologischen Strukturen und die Physik der Gesteine im Untergrund zu beschreiben. Sie ist eine Innovation für die Darstellung petrophysikalischer Parameter und dessen Beziehungen zu seismischen Attributen auf dem „3D Seismic Volume“.

Die Methode vereint Seismik und Petrophysik in einer einzigen Theorie.

HINTERGRUND DER ERFINDUNG

Seismisches Prozessing, Inversion und Interpretation werden normalerweise durch „Bohrlochmessungskontrollen“ erreicht, um petrophysikalische Eigenschaften an der Bohrlochwand -insbesondere Sonik und Dichte- mit den seismischen Eigenschaften aus dem 2D und 3D Seismikwürfel oder Seismikvolumen zu kontrollieren und korrelieren.

Normalerweise werden Dichte und Sonik Logs zur Bohrlochkontrolle für Pre- und Post-Stack-Inversion genutzt, um das synthetische Seismogramm zu berechnen. In der statischen Modellierung, aber auch in der Inversion, werden verschiedene Log-Eigenschaften häufig mit geostatistischen Methoden (Kriging, SGS, Multilineare Regression und Neuronale Netzwerke) verbreitet.

In standardisierten seismischen Modellen werden die seismischen Schichtgrenzen im seismischen Volumen normalerweise von CDP (Common-Depth-Point) „Reflection Bins“ identifiziert. Bins liegen auf Oberflächenhorizonten und bilden ein Netzwerk von Punkten, die Informationen von strukturell-räumlicher Definition und gesteinsphysikalischer Diskriminierung beinhalten. Jedes Bin wird einem wellenförmigen Ereignis assoziiert.

Wellenförmige Ereignisse gehören zu den Grundlagen der Berechnung seismischer Attribute. Sie dienen der Korrelation angrenzender Ereignisse, um die Struktur, Horizontenkontinuität und petrophysikalische Diskriminierung zu definieren. Die Definition der Strukturen wird durch „Steuerung und Kohärenz-Attribute“ erreicht, um Neigung und azimuthale Parameter zu berechnen. Damit kann die Kontinuität der Schichten besser interpretiert werden.

Petrophysikalische Identifizierung wird in der seismischen Methode durch die Berechnung von akustischer Impedanz, AVO Attributen, spektraler Dekomposition, Komplexe-Attributen, Multiattributenanalyse und Texturmatrix definiert.

In der ersten Phase der Interpretation, fokussiert der Interpretateur seine Aufmerksamkeit auf das Reservoirvolumen.

Schichten werden als räumliche Grenzen für die Positionierung konstanter petrophysikalischer Eigenschaften zwischen zwei Horizonten definiert. Normalerweise werden Schichten im seismischen Volumen als räumliche Verteilung von relativ konstanter akustischer Impedanz festgelegt. Eine Erweiterung des Schichtkonzeptes ist das „Fazies“.

Das Schichtkonzept kann zum „Fazies“ als Raum von konstanten petrophysikalischen Eigenschaften oder der seismischen Attributen erweitert werden. Normalerweise wird die räumliche Verteilung der Eigenschaften durch seismische Inversion erreicht.

Eine Schicht oder Fazies unter die Lupe zu nehmen, bedeutet, ein Teilvolumen als Referenz zu definieren, welches als Ausbreitungsquelle von Parametern in alle Richtungen dienen kann.

In der nächsten Phase werden zu untersuchende Horizonte selektioniert und die dazugehörigen petrophysikalischen Log-Messungen des seismischen Volumen untersucht und korreliert.

Eine Korrelation Zeit-Teufe wird zwischen Horizonten und Log-Messungen berechnet.

In dem, aus Dichte- und Akustiklog berechneten, synthetisch-seismischen Modell, werden Horizonte normalerweise durch Null-Phase-Wavelets identifiziert, welche die seismischen Reflektionsereignisse und die dazugehörigen Bins als Reflektions-Loci darstellen.

Anders als bei Dichte und Akustik, wurden Widerstands-Log-Messungen bis jetzt als spezifische Messungen und physikalische Eigenschaften anderer Natur als seismische Messungen betrachtet.

Das neue Konzept in dieser Interpretationsmethode ist die Einführung von Elektro-Dichte, Elektro-Laufzeit, seismischer Elektro-Impedanz und seismischer Elektro-Attributen, welche Dichte und Wellengeschwindigkeit in der seismischen Charakterisierung ersetzt.

Das lenkt zur direkten Einführung von elektrischen Leitfähigkeitselemente in die petrophysikalische und elastische Eigenschaften des seismischen Volumen. Zum ersten Mal wird die elektrische Leitfähigkeit im „3D Seismic Volume“ deterministisch berechnet und visuell dargestellt.

Dies liefert neue Implementierungsmethoden für die Berechnung und die räumliche Verteilung seismischer Attribute im seismischen Volumen und neue Systeme der petrophysikalischen-seismischen Integration.

Für die Verteilung von Elektro-Dichte, Elektro-Geschwindigkeitseigenschaften, Elektro-Eigenschaften und ihrer Anomalien im seismischen Volumen, werden konventionelle probabilistische und deterministische Methode der seismischen Inversion eingesetzt: Multiattribute Analyse, Multilineare-Regression, Neuronale-Netzwerke, Kriging, Cokriging, (Sequential Gaussian Simulation), Post-Stack und Pre-Stack Inversion. Hierbei wird eine eigene Methode präsentiert: „die Packet-Funktion Übertragung“ (Parcel-Function Communication).

Dieses Patent liefert Beispiele, wie die elektrische und elastische Theorie in der Gesteinsphysik integriert und kombiniert werden kann und wie die entsprechenden Eigenschaften -viel mehr als früher vermutet- einander zugeordnet werden können.

ZUSAMMENFASSUNG DER ERFINDUNG

In manchen Systemen steckt der Ursprung der Makro-Komplexität in der Mikro-Komplexität. Dies wurde von mehreren Autoren in der seismischen Wellenausbreitungstheorie unterstützt.

Hierbei wird ein Modell entwickelt, in dem neue Mikroeigenschaften oder RPP aus der Archie-Gleichung und aus anderen petrophysikalischen Gleichungen abgeleitet werden.

Solche RPP werden danach in die Attribute des makroseismischen Modells eingeführt, um elektro-elastisch getriebene Anomalien zu definieren.

Diese sollen zu einer bedeutenden Unterstützung bei der seismischen Interpretation der flüssigen und litologischen Eigenschaften, ihrer räumlichen Ausbreitung und Geometrie beitragen.

Die Theorieentwicklung beginnt in der Mikro-Skala und verbreitet sich in der Makro-Skala.

Der Workflow setzt voraus, dass Messungen und Prozessing von 2D und 3D Seismik sowie LWD oder Wireline Log-Messungen schon vorhanden sind.

Einer der bedeutendsten Schritte besteht aus der Berechnung von Elektro-Dichte ρ_{be} , Elektro-Laufzeit τ_{be} , seismischer Elektro-Impedanz (von P und S Wellen) und dessen Anomalien.

Als Anomalien werden Abweichungen der elektroseismischen Attribute vom normalen Zustand bezeichnet. Dies sind Zustände in denen das Archiegesetz oder das lokale petrophysikalische Gesetz mit elastischen Parametern wie Dichte, Geschwindigkeit oder akustischer Impedanz in Referenzschichten verglichen und kalibriert sind.

Als Referenzschichten gelten die Schichten, wo die petrophysikalischen Gesetze angewendet werden können. Beispielsweise gilt das Archie-Gesetz nur im Wasserbereich einer reinen Sandformation. Ausserhalb dieses Bereiches (wie oben in Erdöl- oder Erdgasbereichen) wird die Gleichung Scheinwerte liefern. Scheinwerte (Anomalien) sind aber sehr wichtig, um Erdgas, Erdöl und Lithologie zu identifizieren.

Das alles kann wichtige Differenzierungen der petrophysikalischen Eigenschaften wie R_t , S_w oder m auf den „3D Seismic Volume“ übertragen. Außerdem stellen diese Differenzierungen räumliche Definitionen von Kohlenwasserstoffen, Wasser oder Gas dar.

Durch den Vergleich und die Korrelation von Messwerten mit abgeleiteten Attributen (RPP/PA), wie zum Beispiel ρ_b mit ρ_{be} , τ_b mit τ_{be} und Z mit Z_e , kann man differenzierte petrophysikalische Zustände beschreiben. Während ρ_b , τ_b , R_t direkte oder primäre Messungen oder Eigenschaften darstellen, die als Messwerte petrophysikalischer oder seismischer Geräte zu verstehen sind, repräsentieren ρ_{be} , τ_{be} , Z_e Attribute, die aus primären Messungen abgeleitet und berechnet werden. (Gleichungen 11 bis 68).

Berechnete Eigenschaften, wie ρ_{be} , τ_{be} , Z_e , werden deswegen hier auch als **Primäre Attribute (PA)** bezeichnet. Weitere Attribute (**Sekundäre Attribute SA**) können aus **PA** berechnet werden. Diese sind zum Beispiel S_{wa} , Pre-Stack AVO Attribute ($\Delta\rho/\rho$, $\Delta\sigma$, R_p , R_s)_e, Post-Stack Attribute (R_p , Z_p)_e und dynamische Attribute.

ρ_{be} wird auch petrophysikalische oder elektro-Instanz von ρ_b (elastische Instanz) definiert und umgekehrt.

Z_e wird auch petrophysikalische oder elektro-Instanz von Z (seismische Instanz) definiert und umgekehrt.

Als „Bin“ wird eine begrenzte Horizontoberfläche (meistens 25m x 25m) bezeichnet, die als Reflektionspunkt dient.

Ein durch eine Bohrung geschnittenes Bin, wird „Hauptbin“ oder **“Principal Bin (PB)”** genannt. Theoretisch wird das PB meistens auf dem „CDP“ (Common Depth Point) und Null-Offset Reflektivitätspunkt $R_p(\mathbf{0})$ des ausgewählten Horizonts positioniert.

Werte die nicht mit Bohrungen verbunden sind aber zum selben Horizont der spezifischen PBs gehören, werden von PBs in Bins übertragen. Deswegen werden sie hier „Set der korrelierte Bins“ bzw. **“Set of Correlated Bins (SCB)”** genannt. Ein Bin der zu einem SCB gehört, wird hier als SCB-Bin bezeichnet.

Wie unten noch ausgeführt, wird ein „Set“ von Parametern in die PB Umgebung (PB-Einflussraum) übertragen.

Voraussetzung ist, dass seismische Migration, Inversion und Analyse die Positionierung des Horizontes und seines SCB-Bins relativ zum PB schon festgesetzt haben.

Im seismischen Volumen sind die Bohrungen als räumliche Referenzpunkte der petrophysikalischen Messungen und der seismischen Kalibrierung festgelegt.

Jeder Teufe gehört ein mathematisches Verhältnis zwischen Attributen und petrophysikalischen Eigenschaften der Gleichungen (11) bis (68) an. Gleichungen (11) bis (68) sind kanonische Gleichungen die nicht in jede Formation passen. Der Geophysiker ist für die Wahl der richtigen Gleichung zuständig, die in der lokalen Formation angewendet wird.

Petrophysikalische Eigenschaften (RPP) wie \mathbf{a} , \mathbf{R}_w , \mathbf{R}_t , \mathbf{S}_w , ρ_{ma} , ρ_f , \mathbf{m} die in den Gleichungen der Attributen enthalten sind und Quelle der Attributen sind, werden hier „zugeordnete petrophysikalische Eigenschaften“ bzw. **“Related Petrophysical Properties (RPP)”** genannt. RPP sind Parameter, die direkt aus Messungen stammen, wie z.B. die im Exponent der Porosität-Exponentialdarstellung in Gleichungen 11 bis 68 enthaltenen Parameter, aber auch Log- und SCAL-Parameter wie τ_z , \mathbf{Pcap} , $\mathbf{R35}$.

Zu jeder Bohrung gehören Logs, hier „assozierte Logs“ bzw. **“Set of associated Logs (SAL)”** genannt. SAL sind die Kurven, die am PB, jedes RPP (\mathbf{R}_t , \mathbf{S}_w , \mathbf{m} etc.), an jeder Teufe der Vertikal-Umgebung darstellen.

In diesem Zusammenhang können wir jedes **RPP** im seismischen Volumen darstellen und räumlich verteilen.

Die Gleichungen (11) bis (68) werden analysiert.

Ein Teil des seismischen Volumens wird für die Analyse ausgewählt. Innerhalb dieses Volumens wird in der Regel ein Horizont -plus/minus ein oder zwei Schichten- im Bereich des Reservoirs untersucht. Für jedes Log im **SAL** werden die Werte des RPPs (z.B.: \mathbf{a} , \mathbf{R}_w , \mathbf{R}_t , \mathbf{S}_w , \mathbf{m} , ρ_{ma} , ρ_f) am Log entlang einer Umgebung des PBs ausgewählt oder berechnet. **Umgebung 1 (U1)** wird die obere Schicht des PBs und **Umgebung 2 (U2)** wird die untere Schicht des PBs genannt.

Die Grenze zwischen U1 und U2 ist der Horizont, welcher der maximal analysierten Reflektivität und der PB-Positionierung entspricht.

Der Geophysiker kann den vertikalen Umfang von U1 und U2 für die spezifische Analyse selber festlegen.

Für das Endergebnis, wird jedem PA ein und nur ein einziger Wert für jedes RPP assoziiert, der durch verschiedene Methoden diskriminiert wird.

Zum Beispiel gehören zu ρ_{be_MAX} nur jeweils ein Wert von jedem RPP: ρ_{ma} , ρ_f , \mathbf{a} , \mathbf{R}_w , \mathbf{S}_w , \mathbf{R}_t und \mathbf{m} . Diese liefern zum Beispiel, durch die entsprechende Gleichung in (11) im Bereich U1 oder U2, den Wert von ρ_{be_MAX} .

An der Umgebungen U1 und U2 am PB, werden dann die RPP Referenzwerte festgelegt. Diese können dann im SCB U1 und U2 mit deterministischen oder stochastischen Methoden verbreitet werden.

Ein PB bedient nur SCBs der **statistischen Umgebung** des Horizontes (**SU**), (Variographischer Zusammenhang oder Multilineare Attributenanalyse, NN-Korrelation) wie später erklärt wird.

Andererseits wird ein SCB-Bin aus mehreren PBs seines SUs bedient.

RPP-Werte der U1 des PBs werden auf U1 des SCBs übertragen. RPP-Werte der U2 des PBs werden auf U2 des SCBs übertragen.

Die Positionierung des SCBs wird durch Migrationsmethoden festgelegt.

Andererseits existiert eine unabhängige seismische Inversion (z.B. EEI, Simultaneous Inversion etc.), welche \mathbf{Z}_p , \mathbf{Z}_s und alle dazugehörigen Attribute liefert.

Die berechneten Werte der seismischen Inversion sind auch in jeder U1 und U2 des SCBs assoziiert.

Durch die festgelegte Gleichung $\mathbf{Z}_{p_Ave} = \mathbf{Z}_{pe_Ave}$ können wir an jede \mathbf{Z}_p , einen Wert für jede RPP (Seismik) (ρ_{ma} , ρ_f , τ_{ma} , τ_f , \mathbf{a} , \mathbf{R}_w , \mathbf{S}_w , \mathbf{R}_t , \mathbf{m}) am SCB-Bin assoziieren. Das selbe gilt für \mathbf{Z}_s , ρ_b , \mathbf{V}_p , \mathbf{V}_s usw.

Andererseits kann man zu Interpretationszwecken die Werte Elektro-RPP, Seismische-RPP und die dazugehörigen Elektro-Impedanz und seismische-akustische Impedanz getrennt darstellen (Anomalien-Überprüfung).

Bei der SGS-Übtragung werden sowieso „Multirealisationsvolumen“ berechnet, welche für die Interpretation wichtig sind, auch im Vergleich mit seismischen Ergebnissen.

Aus Attributen der seismischen Inversion können in jedem Bin der SCB alle PA und RPP berechnet werden.

Wenn man ein spezifisches Attribut wie zum Beispiel \mathbf{Z}_p betrachtet, kann man folgendes festlegen: Es gibt mindestens vier RPP-Sets in jedem SCB-Bin, die unabhängig voneinander berechnet wurden:

Eine Elektro-Inversion RPP-Set in SCB-Bin U1, berechnet aus RPP welche aus PBs-U1 des SU5 stammen. (Elektro-Instanzen)

Eine Elektro-Inversion RPP-Set in SCB-Bin U2, berechnet aus RPP welche aus PBs-U2 des SU5 stammen. (Elektro-Instanzen)

Eine seismische Inversion RPP-Set in SCB-Bin U1, berechnet aus Z_p der seismischen Inversion (Seismik-Instanzen)

Eine seismische Inversion RPP-Set in SCB-Bin U2, berechnet aus Z_p der seismische Inversion (Seismik-Instanzen)

Die Elektro-Inversion Z_{pe} , Z_{se} und die dazugehörigen RPPs (Gleichungen 22-23) die aus dem PB U1,U2 RPP stammen und Z_p , Z_s RPP welche aus der seismischen Inversion (Post-stack Inversion, Pre-stack Inversion oder stochastische Inversion) stammen, können alle Parameter für die erste Stufe der Analyse darstellen.

In der Berechnung werden folgende RPP in PB, SCB U1 und U2 berücksichtigt:

$Z_{minimum}$ in U1 und $Z_{Maximum}$ in U2 wird geliefert wenn $Z(U1) < Z(U2)$,

$Z_{Maximum}$ in U1 und $Z_{minimum}$ in U2 wird geliefert wenn $Z(U1) > Z(U2)$

Es werden Bedingungen festgelegt, die besagen, dass beim SCB folgende Gleichungen gelten sollten:

$$\begin{aligned} \frac{Z_p}{Z_{pe}} &= \frac{f(\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, a, R_w, S_w, R_t, m)_p}{f(\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, a, R_w, S_w, R_t, m)_{pe}} \\ \frac{Z_s}{Z_{se}} &= \frac{f(\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, a, R_w, S_w, R_t, m)_s}{f(\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, a, R_w, S_w, R_t, m)_{se}} \end{aligned} \quad (1)$$

ÜBERTRAGUNG DER PACKET-FUNKTIONEN

Wie unten spezifiziert können verschiedene deterministische oder stochastische Methoden für die RPP Übertragung eingesetzt werden. Damit kann die einander Proportionalität der RPP verstanden werden.

Man möchte hier eine eigene Methode vorschlagen. Die „Pakete „ Übertragung (Parcel Communication). Die Methode kann auch für sowohl für RPP wie für PA, SA gelten.

Damit werden RPP als Packet von PBs zu SCBs übertragen.

Pakete sind die Gleichungen von Z_e , ρ_{be} or τ_{be} (Elektro_Instanzen) und andere Gleichungen.

Man wird hier nur ein Beispiel für Z_e beigebracht. Für manche Studie könnte man nur ρ_{be} übertragen und τ_{be} konstant halten oder anderseite τ_{be} übertragen und ρ_{be} konstant halten (Teil Elektro-Attribute) und andere Varianten.

Die Gleichung Z_e verlässt das PB mit alle enthaltene RPP.

Die Gleichung Z_e wird in verschiedene lineare Elemente eingeteilt welche ihre Proportionalität einhalten.

Z_e , welche am PB mit Z kalibriert wurde hält die Proportionalität der Formation entlang mit der Z der Formation, welches Variabilität durch die Variogram-Funktion beschrieben wird.

Einmal die Z_e Gleichung den SCB Target erreicht hat wird die Proportionalität Z_e/Z noch einmal überprüft, dann werden die spezifische RPP (R_t , S_w usw.) den Z_e -Gleichung Packet verlassen.

Man kann hiermit sagen, dass die ursprüngliche seismische inversion \mathbf{Z} hat die Kontrolle der Instanzen.

Von jeder RPP der SU (zB. \mathbf{S}_w) wird ein durchschnittlichen Wert berechnet.

Danach wird jede einzelne RPP die Gleichung wieder verlassen um auf dem 3D Volumen position zu nehmen. RPP werden sowohl auf dem SCB dargestellt wie auf den benachbarten Voxeln mit einem Abstand-Interpolationsalgorithmus übertragen.

Man kann auch RPP am SCB berechnen wo die Übertragungspackete die Kontrolle der Instanzen haben. Mann kann über „Priorität der Instanzen“ sprechen. Hier wird eine petrophysikalische Priorität eingeführt.

Damit wird ein Packet am SCB auch mit dem entsprechenden seismische Instanz (zB. \mathbf{Z}) verglichen.

Es werden zB. nur \mathbf{Z}_e Packete akzeptiert welche in einem „Range“ von Abweichungen $< 10-20\%$ akzeptiert.

Z.B. 10% ist ein Schwellenwert welche der Analyst projektabhängig variieren kann.

Jede \mathbf{Z}_e am SCB hat dann unterschiedliche Werte, und auch die entsprechende RPP sind unterschiedlich.

Von jede spezifische RPP wird dann ein Mittelwert oder gewichtete Wert (wo ein Gewicht kann Abstandabhängig, Variogramabhängig oder abhängig von anderen Methoden) berechnet (zB. Mittelwert zwischen alle \mathbf{R}_t).

Diese Mittelwert wird als repräsentative Wert des RPP am SCB akzeptiert.

Danach werden mit gleichen Kriterien als früher RPP am Voxels übertragen.

Alternativ kann man auch RPP differenziert (durch abstand oder Variogram gewichtete) zu Voxels Übertragen werden.

Eine andere Option ist die Anwendung von „Crossvalidation“.

- A. SCB werden bei einer Zufallfunktion gewählt.
- B. Die ausgewählte SCB bekommen die RPP aus den PBs. In diesen SCB werden wie früher die RPP Mittelwerte berechnet.
- C. Die Mittelwerte der RPP werden auf den „leere“ SCB übertragen.
- D. Dies wird ein erste Modell bilden.

Danach wird die Zufallfunktion andere SCB wählen und das Prozess A bis D wiederholt.

A bis D kann beliebig widerholt werden.

Es entstehen „Multiple realizations“ des 3D Seismischen Volumen.

Die Abweichung „Range“ der \mathbf{Z}_e Packete kann dann verringert z.B auf 5% werden und Stufe A bis B Wiederholt.

Man beobachtet ob und wie die Multiple Modelle konvergieren.

Für Interpretationszwecke ist es sehr wichtig Interpretationsmodelle von verschiedene Instanzenprioritäten zu produzieren und Modelle von verschiedene PA, RPP und SA.

Es ist weniger wahrscheinlich, dass in die gleiche Formation, Dichtewerte (ρ_{ma}, ρ_f) mit gleichen Flexibilität als Elektro-Eigenschaften ($\mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m}$) ändern können, deswegen werden eher die Elektro-Eigenschaften des **Pexp** ändern.

Dann gilt eine lineare Proportionalität zwischen $\mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t$ auf der einen und zwischen $\ln(\mathbf{a}\mathbf{R}_w/\mathbf{S}_w\mathbf{R}_t)$ und \mathbf{m} auf der anderen Seite in elektro und elastische Instanzen.

Am PB

Es wurden Elektroigenschaften so kalibriert, dass folgende Beziehungen gelten (z.B. Kalibrierung von Elektro-Dichte mit Dichte):

(2)

Messung	PA	RPP
ρ_{b_MAX}	$= \rho_{be_MAX}$	$\rightarrow f(\rho_{ma}, \rho_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{MAX}$
ρ_{b_Ave}	$= \rho_{be_Ave}$	$\rightarrow f(\rho_{ma}, \rho_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{Ave}$
ρ_{b_min}	$= \rho_{be_min}$	$\rightarrow f(\rho_{ma}, \rho_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{min}$

τ_{bP_MAX}	$= \tau_{beP_MAX}$	$\rightarrow f(\tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{MAX}$
τ_{bP_Ave}	$= \tau_{beP_Ave}$	$\rightarrow f(\tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{Ave}$
τ_{bP_min}	$= \tau_{beP_min}$	$\rightarrow f(\tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{min}$

Wo beispielsweise ρ_{be_MAX} eine Funktion der Parameterwerte $\rho_{ma}, \rho_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m}$ innerhalb des U1 oder U2 ist.

Die gleichen Korrelationen werden auch wie folgt gelten:

τ_{bS_MAX}	$= \tau_{beS_MAX}$	$\rightarrow f(\tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{MAX}$	(Für S Wellen)
τ_{bS_Ave}	$= \tau_{beS_Ave}$	$\rightarrow f(\tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{Ave}$	
τ_{bS_min}	$= \tau_{beS_min}$	$\rightarrow f(\tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{min}$	

Z_{p_MAX}	$= Z_{pe_MAX}$	$\rightarrow f(\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{MAX}$
Z_{p_Ave}	$= Z_{pe_Ave}$	$\rightarrow f(\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{Ave}$
Z_{p_min}	$= Z_{pe_min}$	$\rightarrow f(\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{min}$

Z_{s_MAX}	$= Z_{se_MAX}$	$\rightarrow f(\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{MAX}$
Z_{s_Ave}	$= Z_{se_Ave}$	$\rightarrow f(\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{Ave}$
Z_{s_min}	$= Z_{se_min}$	$\rightarrow f(\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m})_{min}$

Z_{pe}, Z_{se} sind die Elektroinstanzen der akustischen Impedanz. Z_p, Z_s sind die seismischen Instanzen der akustischen Impedanz.

Zum Beispiel, kann jeder Wert nach der seismischen Pre-stack Inversion von Z_p, Z_s , einem Wert von Z_{pe}, Z_{ps} und $\rho_{ma}, \rho_f, \tau_{ma}, \tau_f, \mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m}$ und eventuell anderer RPP zugeordnet werden.

In diesem Zusammenhang, ist jedes PA, nur einem Wert der spezifischen RPP-Eigenschaft zugeordnet.

In Sandsteinen sind $\mathbf{a}, \mathbf{R}_w, \mathbf{S}_w, \mathbf{R}_t, \mathbf{m}$ lokale Parameter, die für die Zustände der normalen Horizontal-Heterogenität relativ konstant bewertet werden können. \mathbf{R}_t und \mathbf{S}_w sind allerdings kritische Parameter.

In Karbonaten ist auch m als kritischer Parameter zu bewerten. Die seismische Attributenanalyse kann teilweise helfen, die Variabilität der einzigen Parameter zu interpretieren. Für die Analyse ist es sinnvoll, die kritischen Parameter im SCB- und Voxel-Bereich zu berechnen und zu visualisieren.

VERBREITUNGSPROZESSE

Um die petrophysikalischen Eigenschaften oder RPP aus den PBs im seismischen Volumen zu verbreiten, werden zwei Verbreitungssysteme angewendet.

Stochastik: → RPP wie ρ_{be} , ρ_b , R_t usw. können durch multilineare Regression, Neural-Networks-Prozessen, Sequential Gaussian Simulation, Kriging, Cokriging und andere Methoden propagiert werden.

Deterministisch → Post-stack Inversion: die Methode besteht aus ρ_{be} - V_{be} -bedingter akustischer Impedanzberechnung, gefolgt von der Anwendung des Post-stack Inversions-Faltungsmodells für die Bildung des Post-stack Inversionsvolumen.

Deterministisch → Pre-stack Inversion: die Methode besteht aus der ρ_{be} - V_{be} -bedingten Berechnung von AVO Attributen und akustischer Impedanz, gefolgt von der Anwendung von AVO-Modellen zur Berechnung von "Limited Range Stack"-Volumina, "Aki-Richards A,B,C Attributen", "AVO Composite Attributes" und Pre-stack Inversionsprozessen. Danach können das Pre-stack Inversionsvolumen für die Berechnung von BL, RL Attributen und Anomalien berechnet werden.

Deterministisch → Packet-Übertragung (siehe Seite 12-13)

Verbreitungsprozesse durch Pre- und Post-Stack Inversion.

Es besteht die Möglichkeit alternativer Verbreitungsprozesse, mit Methoden die in Verbindung mit kommerziellen Softwares und Anwendungen möglich sind.

Damit werden seismische Elektro-Attribute erzeugt.

Diese können dann, mit seismischen Attributen gleicher Art, die aus seismischen Messungen stammen (z.B. AVO Attributen **A+B** oder **A-B** usw.), verglichen und interpretiert werden.

Man kann damit auch Anomalien erzeugen, indem man beispielsweise **S_w** - oder **S_{wa} -Volumen** erzeugt und vergleicht. **$S_{wa} - S_w$** ist die petrophysikalische Anomalie, **$Z(S_{wa}) - Z(S_w)$** die petrophysikalische Anomalie auf dem seismischen Volumen.

DETAILLIERTE BESCHREIBUNG DER ERFINDUNG

Archie hat seine Gleichung für die Interpretation der Messungen in reinem Sandstein entwickelt (4). Da die Gleichung empirisch ist, ist die Klassifizierung der Eigenschaften in „reine elektrisch“ und „rein geometrisch“ nicht einfach.

Folgende Analyse gilt für Sandstein-Formationen in Reservoiren mit Wasser, Öl und Gas.

Es werden entsprechende Anwendungen und andere Formationen (Karbonate, Tonsteine, Schiefersteine) referenziert.

Der höchste Sensitivitätsparameter in der Gleichung ist der Zementationskoeffizient **m** , welcher auch die Verbindung zwischen elektrischen und geometrischen Eigenschaften darstellt.

m beschreibt die elektrische Tortuosität statt der geometrischen (Poren) Tortuosität.

Es wurden auch andere Gleichungen von Archie abgeleitet, die komplexere Lithologien beschreiben können, wie zum Beispiel für klastische Formationen (Dual Water, Indonesia Models) und für Karbonate (Dual, Triple Porosity, Myers) usw.

Für die ursprüngliche Archie-Gleichung in reinem Sandstein, gilt folgendes:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (3)$$

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} \quad (4)$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (5)$$

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t} \quad (6)$$

Wo die RRP sind:

- F = Formationsfaktor
- R_o = Formationswiderstand in 100% wassergesättigte Sandsteine
- R_w = Widerstand des Formationswasser
- a = Strukturelle Faktor der Porosität
- ϕ = Porosität
- m = Zementationsexponent
- S_w = Wassersättigung
- n = Sättigungsexponent

ABLEITUNG DER ELEKTRO-DICHTE ATTRIBUTEN

Die Gleichung für die Berechnung der Porosität aus dem Dichte und „Sonic Tools“ (7) werden in die Porosität der Gleichung (6) eingesetzt. Danach wird die Dichte als Funktion des Widerstandes und anderer Eigenschaften berechnet. Die abgeleitete Dichte wird „Elektro-Dichte“ (Electro-Density) ρ_{be} (Rho-be) und Elektro-Laufzeit (Elektro-Slowness) τ_{be} (Tau-be) genannt.

$$\phi = \left[\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \right] \quad (7)$$

$$\phi = \left[\frac{\tau_b - \tau_{ma}}{\tau_f - \tau_{ma}} \right] \quad (8)$$

Wo RPP sind:

ρ_b = Gesamtdichte

ρ_{ma} = Matrix-Dichte

ρ_f = Flüssigkeitsdichte

τ_b = Gesamte Laufzeit

τ_{ma} = Matrix- Laufzeit

τ_f = Laufzeit der Flüssigkeit

Gleichung (6) gilt für $S_w=1$ oder Wassersättigung =1

Deswegen können die Gleichungen für die Wassersättigung folgendes beschrieben werden:

$$S_w^n = \frac{a}{\left(\frac{\tau_b - \tau_{ma}}{\tau_f - \tau_{ma}} \right)} \frac{R_w}{R_t} \quad (9)$$

$$S_w^n = \frac{a}{\left[\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \right]^m} \frac{R_w}{R_t} \quad (10)$$

ρ_b (ρ_{be}) wird dann als Funktion von Leitfähigkeit, Sättigung und Geometrieparameter berechnet. Es wird hier als Elektro-Dichte bezeichnet, da ρ_b direkt mit dem Dichte-Tool bemessen wird.

Außerdem wird ρ_{be} mit Gleichung (11) als Funktion des Widerstandsparameters R_w, R_t , welche mit dem Widerstands-Tool bemessen werden, berechnet. a und m werden aus Kernlabor-Messungen berechnet.

$$\rho_{be} = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)} \quad (11)$$

Die Gleichung gilt im wasser-bereich von reine Sandsteine. Ausserhalb dieser Bereiche wird die Gleichung Anomalie-Werte liefern welche für die Interpretation ausgewertet werden müssen.

Man muss spezifizieren, dass ausserhalb der Wasser-Bereich gilt für die Flüssigkeitsdichte (ρ_g kann = 0 berechnet werden):

$$\rho_f = \phi S_w \rho_w + \phi(1-S_w-S_g)\rho_{hy} + \phi(1-S_w-S_{hy})\rho_g \quad (12)$$

Oder

$$\rho_f = e^{[Pexp]} S_w \rho_w + e^{[Pexp]} (1-S_w-S_g)\rho_{hy} + e^{[Pexp]} (1-S_w-S_{hy})\rho_g \quad (13)$$

Wo:

S_g = Gas-Sättigung

S_{hy} = flüssige Kohlenwasserstoffensättigung

ρ_g = Gas Dichte

Für τ_w , τ_{hy} , τ_g werden scheinbare werte für τ_g oder τ_{hy} (S-Wellen) welche die Gleichung beschreiben.

$$\tau_f = \phi S_w \tau_w + \phi(1-S_w-S_g)\tau_{hy} + \phi(1-S_w-S_{hy})\tau_g \quad (14)$$

Wo:

τ_g = Gas-Laufzeit (=0)

τ_{hy} = flüssige Kohlenwasserstoffenlaufzeit

Hier gilt auch die ersätzung: $\phi = e^{[Pexp]}$

In praktische situationen wird ein wert für ρ_f und τ_f welche lokal die Gleichung der **Pexp** gut beschreiben können angewendet werden. (τ_g ist ein scheinbare Wert).

τ_b (Taub) wird dann als Funktion von Leitfähigkeit, Sättigung und Geometrieparameters berechnet und Elektro-Laufzeit benannt:

$$\tau_{Pbe} = \tau_{ma} + (\tau_f - \tau_{ma}) e^{\left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)} \quad (15)$$

wo e= Eulerzahl (2,71...)

Für S-Wellen kann eine Gleichung mit bestimmten Restriktionen gegeben werden.

$$\tau_{Sbe} = \tau_{ma-s} + (\tau_{f-Sapp} - \tau_{ma-s}) e^{\left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)} \quad (16)$$

Wo:

τ_{Pbe} = Gesamte-Laufzeit P-Wellen

τ_{Sbe} = Gesamte-Laufzeit S-Wellen

τ_{f-Sapp} = scheinbare Flüssigkeitslaufzeit S-Wellen

τ_{ma-s} = Matrix-Laufzeit S-Wellen

Eine wichtige Bemerkung ist, dass τ_{f-Sapp} ein scheinbarer Wert ist, der nicht unendlich sein kann. Darum wird der Wert für τ_{f-Sapp} mit den Werten der lokalen Porosität und τ_{Sbe} kalibriert.

Der Exponent wird hier als **Pexp** benannt. Er wird die Porosität darstellen. Durch den Einfluss der RPP-Eigenschaften auf **Pexp** kann man reelle oder virtuelle Werte der Porosität erzeugen, welche die Werte von Dichte, Laufzeit und Akustische Impedanz beeinflussen können.

$$[\text{Pexp}] = \left(\frac{\text{Ln} \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right) \quad (17)$$

$$\text{Porosität} \longrightarrow \phi = e \left(\frac{\text{Ln} \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right) \quad (18)$$

Man kann die Gleichung (11) auch als **Pexp**-Funktion formulieren:

$$\rho_{be} = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[\text{Pexp}]} \quad (19)$$

Es fällt auf, dass die Gleichungen für ρ_{be} und für τ_{be} gleich sind. In jeder Gleichung kann man τ mit ρ ersetzen und dann wird die entsprechende τ Gleichung automatisch dargestellt. Im Folgenden werden deshalb nur Gleichungen im ρ -Format dargestellt. Die entsprechenden τ -Formate werden beim Ersetzen von ρ durch τ abgeleitet.

Für komplexere Lithologien können Pexp Algorithmen andere Formen haben. Damit können weitere ρ_{be} Modelle berechnet werden, wie zum Beispiel das "Dual Water Model":

$$\rho_{be} = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e \left(\frac{\text{Ln} \frac{a C_t}{S_{wt}^n [C_w + (S_{wb}/S_{wt})(C_{wb} - C_w)]}}{m} \right) \quad (20)$$

Wo die RPP sind:

- C_t = Gesamte elektrische Leitfähigkeit
- S_{wt}^n = Gesamte Wassersättigung
- S_{wb} = Gebundeneswasser-Sättigung
- C_w = Freiwasser-Sättigung
- C_{wb} = Gebundeneswasser-Leitfähigkeit

Die entsprechende Gleichung für τ_{be} , in dieser und in den folgenden Gleichungen, erhält man beim Ersetzen von ρ mit τ .

Für das Indonesia-Modell in Ton-Sandstein:

$$\rho_{be} = \rho_{ma} - (\rho_{ma} - \rho_f) (R_w / S_w) \left(1/R_t - S_w \frac{V_{cl}^{(1-V_{cl}/2)}}{(V_{cl})^{1/2}} \right) \quad (21)$$

Wo der Ton-Volumenanteil ein neues ρ_{be} -RPP ist:

V_{cl} = Tongehalt

Als Beispiel für Karbonaten kann man das "Dual Porosity Model" berücksichtigen, in dem die Porositätsverteilung zwischen interkristalline und „Vuggy“ Porosität gelöst wurde:

$$\left\{ \frac{\text{Ln} \left(\phi_{ip}^{m_{ip}} + \frac{\phi_v^{m_v}}{a_v} \right)}{m} \right\}$$

$$\rho_{be} = \rho_{ma} - (\rho_m - \rho_f) e \quad (22)$$

Wo neue zu ρ_{be} RPP sind:

ϕ_{ip} = Interkristalline Porosität

ϕ_v = Vuggy Porosität

m_{ip} = Zementationsexponent der interkristallinen Porosität

m_v = Zementationsexponent der vuggy Porosität

a_v = Strukturelle Faktor der Porosität für vuggy Porosität

Damit kann für jedes Gesteinsmodell eine Beziehung zwischen Elektro-Dichte ρ_{be} oder Elektro-Laufzeit τ_{be} und Widerstandsanteile jeden Komponentes, Wassersättigung und strukturelle Parameter festgelegt werden.

$\rho_{be} \longleftrightarrow$ Widerstandskomponente des Gesteinsmodell

$\tau_{be} \longleftrightarrow$ Widerstandskomponente des Gesteinsmodell

Um die Beschreibung der Theorie zu vereinfachen, werden nur einfache Modelle von Archie-Sandsteinen als Beispiel für **Pexp** dargestellt. Es ist klar, dass jedes lokale Modell seinen spezifischen **Pexp** Algorithmus braucht.

Der seismische Wellen-Verbreitungssprozess reagiert auf die akustische Impedanz die mit der Reflektivität verbunden ist.

Wenn:

$$Z = V \rho$$

und

$$V = 1/ \tau$$

Dann ist die seismische Impedanz: $Z = \rho / \tau$

Wo: τ = Laufzeit
 Für P Wellen:

$$Z_{Pe} = \frac{\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)}}{\tau_{ma} + (\tau_f - \tau_{ma}) e^{\left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)}} \quad (23)$$

Für S Wellen:

$$Z_{Se} = \frac{\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)}}{\tau_{Sma} + (\tau_{Sfapp} - \tau_{Sma}) e^{\left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)}} \quad (24)$$

Wo:

Z_{Pe} = Elektro-Akustik Impedanz P Wellen

Z_{Se} = Elektro-Akustik Impedanz S Wellen

τ_{Sfapp} = scheinbare S-Wellen Laufzeit in die Flüssigkeit

τ_{Sma} = S-Wellen Laufzeit in die Matrix

Es ist zu bemerken, dass die RPP Werte a, R_w, S_w, R_t, m oben und unten gleich sein müssen, da sie dem gleichen Volumen angehören und der gleichen Porosität entsprechen.

Der Exponent hat oben und unten die selben Werte.

Das ergibt sich (logischerweise), da **Exp[Pexp]** die Porosität darstellt.

Z_{Pe}, Z_{Se} sind jetzt die Referenz der eins zu eins Beziehung zwischen RPP und seismischer Impedanz. In jedem SCB-Bin gibt es nur einen Wert für jedes RPP, welches den dortigen Z_{Pe}, Z_{Se} Werten entspricht.

$Z_e \longleftrightarrow$ RPP

$$[Pexp] = \left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right) \quad (25)$$

$$\text{Porosität} \rightarrow \phi = e \left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right) \quad (26)$$

WORKFLOW

Bei Sandsteinformationen (Wasserbereich oder Anomalienbereich).

Wir haben n Bohrungen im seismischen Volumen. Jeder Bohrung gehört ein SAL „set of associated logs“ an.

1.

Die SAL liefern die RPP-Werte (zum Beispiel: a , R_w , R_t , S_w , ρ_{ma} , ρ_f , m , usw.) am PB U1 und U2 Bereiche.

2.

Die RPP Werte liefern die Werte der Primären Attributen PA (ρ_{be} , τ_{beP} , τ_{beS} , Z_{pe} , Z_{se} , usw.) durch Gleichungen 11 bis 68 zum PB U1 und U2.

3.

Solche Primären Attribute werden zuerst am PB U1,U2 mit ihren elastischen Instanzen (Messwerte aus Dichte und Sonic Log) verglichen und die RPPs, insbesondere S_w , R_t und m , werden entsprechend angepasst. RPP sind jetzt mit elastischen Eigenschaften kalibriert.

4.

RPP-Werte werden nun durch stochastische oder deterministische Methoden übertragen.

Aus PB U1 RPP zu SCB U1, aus PB U2 RPP zu SCB U2.

(Hinter diesen Übertragungsprozessen stehen die ganzen Theorien der Geostatistik, multilinearer Attributenanalyse oder neuronaler Netzwerke (NN) die hier nicht weiter ausgeführt werden, da sie in der Literatur weitgehend erläutert sind. NN ermöglichen in diesem Zusammenhang eine Erweiterung der Effizienz, indem sie nicht-lineare Beziehungen darstellen können. Sie werden in diesen Methoden bevorzugt. „Crossvalidation“ wird auch aktiv implementiert. Es wird in der Analysen auch SGS oder „Sequential Gaussian Simulation“ als stochastischer Übertragungsprozess empfohlen (aufgrund der Effizienz dieses Prozesses, ein Set von „Multirealisation_Modells“ berechnen zu können, welches bestimmte Arten von Störungen oder „Noise“ vermindern kann).

SCBs wurden jetzt aus den Bohrungen der PBs „Statistische Umgebung“ (SU) bedient. Die Statistische Umgebung wurde a-priori, aus Bohrungen die sich in unmittelbarer Nähe des spezifischen SCB-Bins befinden oder Ähnlichkeiten der Fazies aufweisen können, festgelegt. Die SU kann mit Hilfe variographischer Analyse (SGS) oder Crossvalidation und Fehlerrechnung (Multiattributen-Analyse und Neuronale Netzwerke) festgelegt werden.

SU wird als Umgebung des SCBs definiert, in der PB enthalten sind, die mehr als 60-80% Einfluss auf den SCB haben. Einfluss bedeutet, dass die Kovarianz zwischen PA-Übertragungspacketen (Ze am PB usw.) und entsprechenden Seismikinstanzen am SCB (zB. Z am SCB) grösser als 60-80% ist. 60-80% ist nur ein Beispielwert für den Schwellenwert der Kovarianz, der projektbedingt ist und von Fall zu Fall vom Analysten bestimmt wird.

5.

In jedem SCB stehen aber auch schon Werte, die aus der seismischen Pre-stack Inversion (ρ_b , τ_p , τ_s , Z_p , Z_s)_{inv} und eventueller seismischen Post-stack Inversion (ρ_b , τ_p , Z_p)_{inv} stammen und aus den seismischen Messungen und Logs abgeleitet wurden.

Elektro-RPP wurden hier mit Z_p proportionalisiert und unter dem Namen „Seismische RPP“ neu berechnet.

Für Analysezwecke kann man beide Elektro-RPP (Petrophysikalische Priorität) und seismische (wie auf Seite 12 beschrieben) RPP-Werte darstellen, deren Differenz als wichtige Anomalie gilt. Repräsentative Mittelwerte RPPave können auch berechnet und dargestellt werden.

6.

Wenn keine Inter-Bohrung-Anomalien durch seismische Attribute festgestellt werden, ist es oft sinnvoll eine „Crossvalidation“ durchzuführen.

RPPe oder RPP-Mittelwerte auf SCB neu berechnete Werte können erneut in die PBs U1,U2 der dazugehörigen SU übertragen und simuliert werden. Dann können die simulierten Werte neu im PBs auf die Mittelwerte angepasst und zurück zum SCB geschickt werden.

Die Routine kann kontinuierlich laufen, bis am PB durch „Crossvalidation“ ein beliebiger Kleinfehler berechnet wird oder gesteuert gestoppt werden.

7.

Es gibt jetzt in jeder SCB eine Reihe von RPP-Formaten und -Mittelwerten.

Einzelne RPP können in die SU-benachbarten Voxels übertragen werden und auf dem „3D Seismic Volume“ dargestellt werden. Wir können zum Beispiel auch R_t -Widerstandsvolumen darstellen, die Kohlenwasserstoffreservoirs einfacher erkennen können.

Bemerkung.

Wie kann man in SCBs zwischen S_w und R_t unterscheiden?

Wenn zwischen einem PB und SCB Z konstant bleibt, dann gibt es normalerweise in SCB die gleiche Proportionalität zwischen S_w und R_t wie in den PBs. Wenn Z variiert, sollte man auch untersuchen, welche RPP dafür verantwortlich sind. Dies könnte durch seismische Attribute erfolgen, aber auch durch die unten beschriebene Rwa-Anomalie, AVO und dynamische Attributmethoden.

Andere Methoden, auch die für den „Voxel“-Raum, sind klassische Interpretationsmethoden.

Diese Methoden sind: Stochastische Inversion: Multilineare Attributenanalyse, Neuronal Networks Stochastische Analyse, Pre und Post-Stack Inversion: LambdaRho-MuRho, Simultaneous Inversion, Extended Elastic Inversion (EEI).

Die Analyse ist für Sandsteine sinnvoll, die die meisten Reservoirs darstellen.

Für Schiefer und Tonsteine kann eine geänderte Archie-Gleichung für Extremwerte der RPP genutzt werden.

Es ist jedoch empfehlenswert, direkt die PA als Einheiten der Analyse (Übertragung und Berechnung) zu benutzen.

In Karbonaten der Parameter m (Zementationsexponent) spielt in der Interpretation eine besonders kritische Rolle.

Petrophysikalische Heterogenität stellt in Karbonaten eine bedeutende Problematik dar.

Volumen von abweichenden m -Werten müssen räumlich identifiziert werden. m sollte immer im 3D Volumen dargestellt werden und eventuelle Differenzen (Anomalien) sollten mit dem abgeleiteten m aus Z aus der Seismik interpretiert werden.

Für Brie et al. ist m eine Funktion von VPR (Vuggy Porosity Ratio = Non-Connected Vug-Porosität / Totale Porosität): Abb.9 .

Die sensibelsten Parameter sind: Poissonzahl, Kompressibilitätsmodul und Schubmodul.

Die Poisson Zahl ist die Attribute $A+B$ aus der AVO Aki-Richards Gleichung aus der seismischen Pre-stack Inversion.

Das kann aus dem zweiten AVO Term der AVO Shuei-Gleichung abgeleitet werden.

Attribute die Änderungen von m identifizieren können, sind LambdaRho-MuRho, V_p/V_s und oft spektrale Dekomposition.

Wenn PB im Raum von **m**-Anomalien stehen, sind die RPP direkt auf den Log Messungen erkennbar. Wenn aber SCBs im Raum von **m**-Anomalien stehen, dann sollte (im Punkt 5) eine differenzierte Berechnung der RPPs folgen, in der simulierte Werte von **m_v**, **a_v**, **S_w**, **R_t** berechnet werden. Das kann auch durch neuronale Netzwerke und Multiattributenanalyse erfolgen. Die Seismikinstanzen übernehmen die Kontrolle. Sind die **m**-Werte einmal berechnet, kann die Diskriminierung zwischen **S_w** und **R_t** auf Basis der **VPR** erfolgen. **S_w** muss eine Lösung in der Proportionalität der unverbundenen Vug-Porosität wie in lokalen Modellen finden. **a_v**-Eischätzungen können aus der Krümmung oder anderen geometrischen Attributen abgeleitet werden. Lokale Modelle können auch hier die richtigen Werte liefern, das gleiche gilt für **R_w**.

Modelle für klastische Formationen und Karbonatformationen können auch auf der Basis von PA implementiert werden. Statt RPP können nur PA Primäre Attribute berechnet, verbreitet und neu berechnet werden. Der Ablauf ist derselbe wie für RPP. Am Ende können aus PAs in jedem SCB RPP berechnet werden.

ANOMALIENATTRIBUTE

Ein wichtiger Vorgang in dieser Methode ist die Analyse von Anomalien. Anomalien können künstlich erzeugte Abweichungen vom realen Trend oder (die Erkennung von) natürlichen Abweichungen sein, die dann visualisiert und oft quantifiziert werden können. Hierbei kann man ein **Baseline Log (BL)** und ein **Anomalie-Log (AL)** definieren, in der **BL** die Referenz ist (normalerweise der reale Wert) und **AL** ein scheinbarer (**apparent**) Wert, der einen Trend darstellen soll.

Hier werden einige der möglichen Beispiele gezeigt, wie durch Anomalien RPP-Trend und -Werte erkannt oder berechnet werden können.

Einige Beispiele.

Anomalie durch ρ_{be} Gleichung.

Gleichung (1) ρ_{be} ist eine ideale Gleichung um eine Anomalie zu repräsentieren:

Wenn man zum Beispiel alle RPP und **S_w** für konstant hält, dann wird eine Variation von **R_t** einen Wert von ρ_{be} darstellen, der eine Abweichung aus dem ursprünglichen $\rho_{be} = \rho_b$ repräsentiert. Das ist keine Dichte mehr sondern eine scheinbare Dichte. Dies ist die Darstellung der elektrischen Leitfähigkeitsänderung. ρ_{be} ist jetzt eine scheinbare Leitfähigkeit. Scheinbar aber nur begrenzt, da man aus ρ_{be} durch Gleichung (11) **R_t** und die Leitfähigkeit zurückberechnen kann. Das hat folgende Vorteile. Wenn man Kohlenwasserstoffe identifizieren möchte, könnte man ρ_{be} als scheinbare Leitfähigkeit oder („Apparent Conductivity“ **Ca**) zusammen mit ρ_b aus **Z_p** auf dem seismischen Volumen darstellen oder die Differenz $\rho_{be_Apparent} - \rho_b$ darstellen. Voraussetzung ist, dass alle RPP konstant bleiben und nur **R_t** variiert. Das ist jedoch eine Voraussetzung, die in der Analyse untersucht werden muss, da **S_w** oder **m** auch auf einem gewissen Abstand vom PB variieren können. Man trifft hier Kompromisse, die durch seismische Analyse und Inversion, seismischer Attributenanalyse, Geostatistik, petrophysikalischer Studie und Reservoircharakterisierung zu rechtfertigen sind.

Die Variation von **R_t** kann auch mit dem scheinbaren **Z_{pe}** (Electro-seismische Impedanz) studiert werden. Hierbei kann sofort die Abweichung von **Z_{pe}** aus **Z_p** dargestellt werden, welche aus der seismischen Post-stack oder Pre-stack Inversion stammt. Unterschiede können hier aus der höheren Variabilität der seismischen Geschwindigkeit kommen. Die Geschwindigkeitsstudie sollte deswegen durchaus berücksichtigt werden.

Eine andere Möglichkeit ist die Analyse durch Modellierung von Z_{Se} , τ_{Pe} , τ_{Se} , durchzuführen und die Unterschiede zu beobachten und zu berechnen.

Die selbe Methode kann für die Untersuchung von S_w -Anomalien angewendet werden. Hierbei bleibt R_t in den Gleichungen von ρ_{be} , Z_{Pe} , Z_{Se} , τ_{Pe} , τ_{Se} konstant, S_w variiert.

Studien über die Variation von m sind sehr wichtig in Karbonaten, da m eine wesentliche Variabilität beweisen kann und mit R_t eng verbunden ist.

Studien mit τ_{Pe} , τ_{Se} könne hier am besten Ergebnissen liefern, indem diese Parameter besonders sensibel zum VPR sind.

ρ_b und ρ_{be} .

Aus der Petrophysik kommt ein wichtiges Beispiel.

Für Sandsteine variiert der Umwandlungsmechanismus von RPP in Dichte oder Elektro-Dichte: für das Dichtegerät (Compton-Streuung und Strahlungsabsorption liefern Elektronendichte „Electron density“), für Widerstandsgeräte (Leitfähigkeit reagiert mit der Tortuosität der Porenwasserkomponente wie ein System paralleler und serieller Widerstände). Die Differenzierung wird in der Anwesenheit von Tonanteilen höher, die eine andere Leitfähigkeitskomponente als Porenwasser in Sandsteinen darstellen wird. Beide Phänomene liefern unterschiedliche Ergebnisse, wenn sie nicht petrophysikalisch kalibriert werden. Das bedeutet, dass die RPP dem Pexp angepasst werden, damit die dazugehörige Porosität mit der Porosität aus Dichte-Messungen kalibriert wird. Dies kann zum Beispiel auf dem Wassertisch mit $S_w=1$ kalibriert werden, um Abweichungen auf den oberen Horizonten zu berechnen.

In Karbonaten wird die Abweichung von **VPR** verursacht.

Wenn man das Dichte und Elektro-Dichte Log auf dem minimalen Widerstand des Wassertisches übereinanderlegt, werden die beiden Kurven in tonige (höhere **VPR** für Karbonaten) oder kohlenwasserstoffreiche Zonen abweichen.

Das ist eine wichtige Diagnose für die Reservoircharakterisierung.

Deswegen kann die Manipulation der RPP im **Pexp** wichtige Interpretationsmethoden liefern.

In Karbonaten wo das **VPR** und m Differenzierungen grosse Abweichungen verursachen können kann das Phenomen auch grössere Proportionen haben.

In klastischen Formationen :

Reine Sandsteine und Ton-Sandsteine weisen abweichende Werte für die Kurvenpaare

$Z-Z_e$, $\rho_b - \rho_{be}$, $\tau_b - \tau_{be}$ auf.

Die Anwesenheit von Kohlenwasserstoffen wird Hochwiderstands anomalien in den gleichen Elektro-Attributen einführen.

In Karbonaten:

Unverbundene “Vuggy”-Porosität und erhöhte Tortuosität werden abweichende Werte für die Kurvenpaare $Z-Z_e$, $\rho_b - \rho_{be}$, $\tau_b - \tau_{be}$ einführen, im Vergleich zum Trend der Dichtekurve (ρ_b) in reiner interkristalliner Karbonatenporosität.

Das Prinzip der Anomalie und ähnliche Entwicklungen werden in folgenden Applikationen berücksichtigt.

DAS R_{wa} (SCHEINBARER WASSERWIDERSTAND) MODELL ATTRIBUT

Wie schon in der Petrophysik bekannt, kann die R_{wa} -Methode Beweise für Anwesenheit von Kohlenwasserstoffen liefern. Man behauptet, dass $R_{wa} > 3R_w$ ein wichtiges Erdölssättigungssignal ist. Wenn wir R_w durch R_{wa} im **Pexp** der Z_{Pe}/Z_{Se} -Gleichungen ersetzen, in der $R_{wa} = R_t R_w/R_o$, dann erhalten wir eine Gleichung des scheinbaren $Z_{Pe} - R_{wa}$ und $Z_{Se} - R_{wa}$ (Gleichungen 29-30)

Tatsächlich wird diese Position eine Abnahme der scheinbaren Porosität verursachen, die zu höheren $\rho_{be}, \tau_{be}, z_{pe}$ – Werten führt.

$$\rho_{be}(R_{wa}) = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\left(\frac{\ln \frac{a R_{wa}}{S_w^n R_t}}{m} \right)} \quad \leftarrow (27)$$

Wo:

R_{wa} = scheinbarer Wasserwiderstand

$\rho_{be}(R_{wa}) = \rho_{be}$ Anomalie für $R_w = R_{wa}$

Die gleiche Position kann man in jedem **Pexp** für die Gleichungen der PA anwenden. Wenn:

$$\mathbf{Pexp_Rwa} = \left(\frac{\ln \frac{a R_{wa}}{S_w^n R_t}}{m} \right) \quad (28)$$

dann können wir folgendes setzen:

$$Z_{Pe_Rwa} = \frac{\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\mathbf{Pexp_Rwa}}}{\tau_{ma} + (\tau_f - \tau_{ma}) e^{\mathbf{Pexp_Rwa}}} \quad (29)$$

Für S-Wellen:

$$Z_{Se_Rwa} = \frac{\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\mathbf{Pexp_Rwa}}}{\tau_{Sma} + (\tau_{Sf-app} - \tau_{Sma}) e^{\mathbf{Pexp_Rwa}}} \quad (30)$$

Wo:

$Z_{Pe_Rwa} = Z_{Pe_Rwa}$ Anomalie für $R_w = R_{wa}$

$Z_{Se_Rwa} = Z_{Se_Rwa}$ Anomalie für $R_w = R_{wa}$

Mit dem Ersatz von ρ durch τ und den Exponenten $\mathbf{Pexp_Rwa}$.

Die Methode kann nützlich sein, um die Wasser-Öl-Grenze zu identifizieren. Es ist zu bemerken, dass Z_{Pe_Rwa} seine seismische/elastische Bedeutung verliert, er ist nur ein Indikator.

Um die Anomalie zu verfolgen, sollte man zunächst die Logs von R_w und R_{wa} auf dem Wassertisch übereinanderlegen, damit $R_w=R_{wa}$. Danach kann man die Abweichung nach oben beobachten.

An der Öl-Wasser-Grenze wird eine riesige Zunahme von R_t , aber eine Abnahme von S_w registriert.

Dann werden auch die Kurven ρ_{be} und ρ_{be} (Rwa) abweichen.
 Beide Änderungen können auch in der Abweichung der Kurven Z_{Pe_Rwa} und Z_{Pe_Rw} wesentlich sein.

Mit realen Werten reagiert Z_{Pe} auf Widerstandsänderung zwischen Flüssigkeiten allerdings sehr begrenzt.

Z_p als seismische Impedanz reagiert nicht stark auf Wasser-Öl-Transitionen, sondern auf Transitionen von Öl zu Gas.

Das heisst, dass Z_p auf Änderungen der gesamten Flüssigsättigung reagiert und nicht auf Rt.

Man kann das Rwa-Modell um die Öl-Wasser-Grenze nutzen, indem man versucht die Werte der Dichteänderung aus dem PB auf den SCB als vertikale Interpolation zu übertragen.

Für diese Methode ist natürlich mehr als ein RPP für jeweils U1 und U2 notwendig. Drei Punkte pro Zone werden empfohlen.

Das R_{wa} -Modell wird in ein S_{ws} -Modell umgewandelt.

In bestimmten Viskositätszuständen wird Z_s sensibler als Z_p in R_{wa} reagieren.

In anderen Situationen ist es sinnvoll zu versuchen AVO-Attribute der Werte **A-C**, welche Dichteveränderungen berechnen, zu interpretieren und mit Z_{Pe} , Z_{Se} zu korrelieren, falls es Signale der Reflektivitätsänderung in diesem Bereich gibt.

Die seismische Reflektivität wird viel wahrscheinlicher die Gas-Öl-Grenze signalisieren.

Theoretisch wird dann das Bin auf der Gas-Öl-Grenze positioniert.

Es ist dann sinnvoll, eine neue scheinbare Wassersättigung oder **scheinbare seismische Sättigung** „Apparent Seismic Saturation“ S_{ws} in dem **Pexp** einzuführen, die auf die veränderten Zustände der akustischen Impedanz an der Gas-Öl-Grenze reagiert. $S_{ws} = (S_w + S_{oil})$; es ist nur anzumerken, dass S_{ws} unter der Grenze schnell oder langsam einen Wert von $S_{ws}=1$ erreicht. Falls es nur Gas und Wasser gibt, dann entspricht dieser S_{ws} -Gradient dem S_{wirr} -Niveau (Irreducible Water Saturation).

Der Exponent **n**, der die R_t -Werte kompensiert und der Wasser-Öl-Tortuosität entspricht, muss auf 1 gesetzt werden. Wasser-Öl-Tortuosität verliert in einem einheitlichen Flüssigkeitszustand ihre Bedeutung. R_w wird auf **h** gesetzt der dem Kalibrierungsfaktor auf dem lokalen Zustand entspricht.

$$Pexp_Sws = \left(\frac{\ln \frac{a h}{(S_w + S_{oil})}}{m} \right) \quad (31)$$

Wo:

S_{ws} = scheinbare seismische Sättigung (Apparent Seismic Saturation)

Z_{Pe} , Z_{Se} und dazugehörige RPP sollten immer für die lokalen Bedingungen kalibriert werden.

Die neuen Gleichungen die besser auf Z-Änderungen mit Sättigung reagieren sind:

Für P-Wellen:

$$Z_{Pe_Sws} = \frac{\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{Pexp_Sws}}{\tau_{ma} + (\tau_f - \tau_{ma}) e^{Pexp_Sws}} \quad (32)$$

Für S-Wellen:

$$Z_{Se_Sws} = \frac{\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{P_{exp_Sws}}}{\tau_{Sma} + (\tau_{sf-app} - \tau_{Sma}) e^{P_{exp_Sws}}} \quad (33)$$

Beispiele für Anomalien, „Crossplots“

$$[\rho_{be}(Rwa) - \rho_{be}(Rw)] \quad \text{und} \quad [\rho_{be}(Rwa) / \rho_{be}(Rw)] \quad (34)$$

AVO SEISMISCHE ATTRIBUTENBERECHNUNG AUS ρ_{be} UND τ_{be}

Hier wird die Theorie des AVO (Amplitude Versus Offset) in Verbindung mit spezifischen petrophysikalischen Applikationen erläutert.

Es werden scheinbare AVO Elektro-Attribute eingeführt, als petrophysikalische Instanz der seismischen AVO-Attribute $R_p(\theta)$, $R_s(\theta)$, A, B, C , $\Delta\sigma$, $\Delta\rho/\rho$, ΔF , usw.

Wo:

A, B, C = AVO Attributes Intercept (A), Gradient (B), Curvature (C)

$\Delta\sigma$ = Poisson Differenz am Schichtgrenze

$\Delta\rho/\rho$ = Dichte Differenz am Schichtgrenze / Dichte-Mittelwert

ΔF = Flüssigkeitsfaktor

Das wichtigste ist, dass AVO Elektro-Attribute mit elastischen AVO-Attributen kalibriert werden können. Dies kann am besten in spezifischen Formationen geschehen, wie z.B. reine Sandsteine $S_w=1$ oder interkristalline Porositätskarbonate. Ausserhalb dieser Bereiche werden Anomaliewerte gemessen, welche für die Interpretation benutzt werden können.

Danach können RPP abgeleitet und mit anderen RPP, die durch andere Methoden innerhalb einer Formation berechnet wurden, verglichen werden.

Interessant wird es, die Abhängigkeit zwischen geomechanischen Eigenschaften aus den AVO-Attributen wie $\Delta\sigma$, $\Delta\rho/\rho$, ΔF , A, B, C und die RPP, die mit ihnen in bestimmten Zustände verbunden sind, zu untersuchen. Das bedeutet, die Abhängigkeit zwischen den seismischen Instanzen und ihren entsprechenden petrophysikalische Instanzen zu analysieren.

In diesem Zusammenhang wird der ursprünglich definierte Exponent $[P_{exp}]$ wieder in den Zuständen aktuell, in denen R_t in der Viskosität oder in elastischen Zuständen variiert und in der eine bestimmte lineare Beziehung zwischen R_t und elastischen Parameter besteht:

$$[P_{exp}] = \left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right) \quad (35)$$

Der Startpunkt ist die Aki-Richards-Gleichung.

Wir können die Parameter der Aki-Richards-Gleichung wie folgt beschreiben:

$$\frac{\Delta \rho}{\rho}$$

wo:

ρ = Dichte-Mittelwert und $\Delta \rho$ = Dichte-Differenz, zwischen oberen und unteren Schichten:

man kann auch hier alles in Termen von Elektrodichte definieren:

$$\rho_e = \frac{[\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_2 + [\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_1}{2} \quad (36)$$

$$\Delta\rho_e = [\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_2 - [\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_1 \quad (37)$$

Die Notationen „₁“ und „₂“ beziehen sich auf die obere und untere Schicht.

In Aki-Richards- (Wiggins Version) und Fatti-Gleichungen ist die „Null-Offset“-Reflektivität für P- und S- Wellen, $R_p(0)$, $R_s(0)$ genannt, wo $R_p(0)$ dem „AVO-Intercept“ entspricht:

$$R_p(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \quad (38)$$

$$R_s(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \quad (39)$$

In diesem Fall ist $R_s(0)$ ein scheinbarer Parameter.

Beim Ableiten von V_p und V_s aus Logs oder Dix-Gleichungen und beim Ersetzen von ρ mit ρ_{be} , kann man die Fatti Null-Offset Reflektivität für P- und S-Wellen wie folgt beschreiben:

$$R_p(0) = \frac{\Delta V_{p-seis}}{V_{Pave-seis}} + \frac{[\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_2 - [\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_1}{\frac{[\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_2 + [\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_1}{2}} \quad (40)$$

und:

$$R_s(0) = \frac{\Delta V_{s-seis}}{V_{Save-seis}} + \frac{[\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_2 - [\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_1}{\frac{[\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_2 + [\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[Pexp]}]_1}{2}} \quad (41)$$

Die Gleichungen entsprechen einem teil-elektroseismischen Reflektivitätsattributen (R_{pe} , R_{se}) und stellen die Reflektivität als Funktion einer Elektrodichte dar. Man kann die geomechanische Bedeutung der RPP verfolgen, wenn Dichte und Geschwindigkeit genau kalibriert werden und dann variieren.

Teil-elektroseismische Reflektivität wäre auch durch eine Gleichung repräsentabel, wo die Geschwindigkeitskomponente ein Elektroattribute ist und die Dichtekomponente ein realer geomechanischer Zustand ist.

Diese Gleichung kann in manchen Situationen ihre Anwendung finden, z.B. für die Detektion der Öl-Wasser-Grenze und Formationsänderung.

Auf dem Rechenweg einer voll elektroseismischen Reflektivität muss man V_{Pave} , V_{Save} , ΔV_P and ΔV_S berücksichtigen:

$$V_{Pe} = \frac{\frac{1}{\left[\tau_{ma} + (\tau_f - \tau_{ma}) e^{[Pexp]} \right]_2} + \frac{1}{\left[\tau_{ma} + (\tau_f - \tau_{ma}) e^{[Pexp]} \right]_1}}{2} \quad (42)$$

$$\Delta V_{Pe} = \frac{1}{\left[\tau_{ma} + (\tau_f - \tau_{ma}) e^{[Pexp]} \right]_2} - \frac{1}{\left[\tau_{ma} + (\tau_f - \tau_{ma}) e^{[Pexp]} \right]_1} \quad (43)$$

$$V_{Se} = \frac{\frac{1}{\left[\tau_{Sma} + (\tau_{Sf-app} - \tau_{Sma}) e^{[Pexp]} \right]_2} + \frac{1}{\left[\tau_{Sma} + (\tau_{Sf-app} - \tau_{Sma}) e^{[Pexp]} \right]_1}}{2} \quad (44)$$

$$\Delta V_{Se} = \frac{1}{\left[\tau_{Sma} + (\tau_{Sf-app} - \tau_{Sma}) e^{[Pexp]} \right]_2} - \frac{1}{\left[\tau_{Sma} + (\tau_{Sf-app} - \tau_{Sma}) e^{[Pexp]} \right]_1} \quad (45)$$

Beim Ersetzen von Gleichungen 36, 37, 42, 43, 44, 45 in 46, 47 ergibt sich die gesamte Gleichung der „Null-Offset“-Elektroreflektivität:

$$R_{Pe}(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_{Pe}}{V_{Pe}} + \frac{\Delta \rho_e}{\rho_e} \right) \quad (46)$$

$$R_{Se}(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_{Se}}{V_{Se}} + \frac{\Delta \rho_e}{\rho_e} \right) \quad (47)$$

AVO-Attribute, sind in AVO-Komponente wie Reflektivität in V_P , V_S , und ρ Attributen aufgeteilt. Dies liefert die Möglichkeit RPP separat mit AVO-Attributen am SCB zu kalibrieren und die entsprechenden Instanzen zu vergleichen und zu korrelieren.

Gleichzeitig kann man durch den Aki-Richards-Parameter **A,B,C**, als Funktion von ρ_{e-ave} , $\Delta\rho_e$, V_{Pe} , ΔV_{Pe} , V_{Se} , ΔV_{Se} , die folgenden AVO-Attribute berechnen:

1.

AxC als Ausdruck der verstärkten Reflektivität: dies kann in manchen Zuständen Öl-Gas-Kontakt sowie Formationsänderungen identifizieren. Das Attribut kann spezifisch mit P_{exp} oder **Pexp-Seis** modelliert werden. Das Prozedere sieht eine Kalibrierung der seismischen Attribute und Elektroattributinstanzen an bestimmten Teufen vor. Die Elektroattribute können dann in den Zwischenintervallen die verstärkte Reflektivität als Funktion der RPP modellieren. Durch RPP-Kalibrierung können dann auch Anomalien berechnet werden.

Aki-Richard-Gleichung und AVO-ABC-Attribute sind in Abb. 5 beschrieben.

2.

A+B ist Ausdruck der Änderung der Poissonsanzahl $\Delta\sigma$ am Reflektionspunkt. Die entsprechende Elektroinstanz, als Funktion von RPP ist die Elektro-Poissonsanzahl $\Delta\sigma_e$. Die Gesamtsättigung (Wasser + Öl) wird die Poissonsanzahl ändern, deswegen kann diese Elektroattribute nach Kalibrierung mit dem AVO „**A+B**“ direkt die reale Poissonsanzahl liefern. AVO- $\Delta\sigma$ und $\Delta\sigma_e$ erkennen kein Öl-Wasser-Kontakt, da S_w und R_t im Kontaktbereich komplementarisch variieren. Sie werden aber den Gas-Öl-Kontakt erkennen. AVO- $\Delta\sigma$ und $\Delta\sigma_e$ können jedoch Variationen der Porosität, besonders bei höheren konstanten Werten der Wassersättigung, erkennen. Wenn man z.B. $\Delta\sigma$ und $\Delta\sigma_e$ auf null und 50% Porosität korreliert, dann kann man eine Skala der Korrelation erzeugen.

Das gleiche gilt auch für $\Delta\rho/\rho$.

Man kann $\Delta\sigma_e$ auch modellieren, indem die Extrempunkte eines Intervalls kalibriert werden, man R_t künstlich variiert und S_w konstant hält. Das würde den Wasser-Öl-Kontakt als scheinbaren $\Delta\sigma_e$ simulieren. Das gleiche gilt bei S_w -Variationen und statischen R_t . Hier ändert sich die physikalische Interpretation, indem jetzt eine Wassersättigung statt einer Ölsättigung simuliert wird.

Falls R_t in bestimmten Zuständen für die Änderung der Poissonsanzahl verantwortlich ist - wie zum Beispiel bei der Änderung der Wassersättigung - kann R_t direkt mit **A+B** in Verbindung gebracht werden.

Man kann eine Reihe von Anomalieparametern mit extremen Werten zur Darstellung im „3D Seismic Volume“ erstellen.

3.

A-B ist Ausdruck der S-Wellen-Reflektivität am SCB. Hier gelten die selben Bemerkungen wie für A+B. Da R_s mit gesättigten Sandsteinen und Karbonaten verbunden ist, ist eine Kalibrierung und Interpretation mit Elektroanomalien sinnvoll.

4.

“Flüssigkeitsfaktor “Fluid Factor” wird als

$$\Delta F = R_P - H (V_P/V_S) R_S \quad (48)$$

definiert.

H ist ein empirischer Koeffizient (Smith, Gidlow, Fatti, Castagna).

Interpretation und Kalibrierung mit Elektroattributen ist wichtig um Verbindungen mit S_w , S_{hy} zu identifizieren.

ΔF wird direkt mit RPP in Verbindung gebracht. Mit begrenzten Applikationen wo R_t nicht auf die Reflektivität reagiert.

5.

$R_p(0)$, $R_s(0)$: sind „Null-Offset“-Reflektivität für P-Wellen ($R_p(0)$) und für S-Wellen($R_s(0)$).

Diese Parameter sind wichtige Attribute zur lithologischen und fluiden Identifizierung.

Für alle Attribute 1-5 gelten die Bemerkungen von Punkt 1. Diese beziehen sich auf die Korrelation der Elektro- und Seismikinstanzen.

Auch hier gilt, dass **[Pexp]** einfache Archie-Sandsteine und Karbonate repräsentieren kann, ansonsten sollten für komplexere „Zustände“ entsprechende oder lokale Gleichungen wie z.B. „Non-Archie Rocks Models, Complex Lithology, Dual-Water, Dual Porosity, Triple Porosity u.s.w. gelten. **[Pexp]** wird dann alternative Formen als Gleichung (31) haben.

Wie schon angemerkt, gilt bei AVO-Elektroattributen, die Berechnung von Anomalien als eine bedeutende Methode in der seismischen Attributenanalyse.

Hier wie in den anderen Methoden können Elektroattribute und Anomalien Teil Z_p oder Z_s gegen voll Z_p oder Z_s „crossplottiert“ oder im 3D Volumen dargestellt werden.

Zu Interpretationszwecken um Dichteänderungen besser zu bewerten, können V_p, V_s als konstante Werte dargestellt werden, weil die Variabilität von V_p, V_s viel höher als die Dichte ist.

Crossplotting von Attributen and Anomalien.

Widerstand mit Seismik zu korrelieren ist eine schwierige Aufgabe, da es auf den ersten Blick keinen direkten Zusammenhang zwischen Dichte, Geschwindigkeit und Widerstand gibt. Besser gesagt erschweren die „Uncertainty“ und die Variabilität besonders der Geschwindigkeit und dann der Dichte die genaue Berechnungen und Korrelation. Trotzdem ist es möglich, unter bestimmten Bedingungen, den Widerstandsbereich beim „Crossplotting“ von Attributen zu identifizieren.

Nehmen wir die Archie Gleichung für den Widerstand:

$$R_t = \frac{a R_w}{\phi^m S_w^2} \quad (49)$$

ϕ^m , S_w^2 und R_t reagieren unterschiedlich an der Wasser-Öl-Grenze, sofern strukturelle und textuelle Eigenschaften stabil bleiben.

Manche elastische Attribute können auch an der Wasser-Öl-Grenze reagieren.

$\Delta \rho_b / \rho_b$ reagiert wahrscheinlich als elastisches Attribut an der Wasser-Öl-Grenze. Die elektrische Instanz von $\Delta \rho_b / \rho_b$ reagiert aber sensibler an dieser Grenze.

$\Delta \sigma$ reagiert an der gleichen Grenze nicht als elastisches Attribut. $\Delta \sigma$ reagiert aber als elektrische Instanz.

Diese Attribute $\Delta \sigma$ Delta Poisson Ratio, $\Delta \rho_b / \rho_b$ Delta Dichte auf Dichte können als elastische Attribute aus AVO-Attribute berechnet werden. Als Elektroinstanz könne sie auch aus AVO-Attribute berechnet werden.

Die Sensitivität wird folgendermaßen schematisiert im Wasser-Öl-Interpretationsbereich:

$$\phi^m ([Pexp]) \rightarrow \Delta \sigma \quad (50)$$

$$S_w^2 \rightarrow \frac{\Delta \rho_b}{\rho_b}$$

In Öl-Gas Diskriminierungsbereich

$$s_w^2 \rightarrow \Delta \sigma \quad (51)$$

$$\phi^m ([P_{exp}]) \rightarrow \frac{\Delta \rho_b}{\rho_b}$$

Für die gleichen Situationen und Zwecke ist es nützlich, am SCB folgende Attribute zu „crossplottieren“:

$$\Delta \sigma_e - \Delta \sigma$$

und

$$\frac{\Delta \rho_{be}}{\rho_{be}} - \frac{\Delta \rho_b}{\rho_b}$$

Beispiele der Elektroseismik Impedanz Crossplots

$$Z_e(P) = V_p [\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[P_{exp}]}] \quad (\text{Partiale Elektroseismikimpedanz}) \quad (52)$$

Oder elektro- V_p

$$Z_e(S) = V_s [\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[P_{exp}]}] \quad (\text{Partiale Elektroseismikimpedanz}) \quad (53)$$

Oder elektro- V_s

Gegen Z_{Pe} und Z_{Se} (Total Elektroseismikimpedanz) von Gleichungen 23, 24.

Z.B. $Z_e(P)/Z_{Pe}$ und $Z_e(S)/Z_{Se}$

Andere Kombinationen der Elektroattribute und Seismikattribute „Crossplots“ werden interpretationsabhängig vom Geophysiker entschieden.

ÜBERTRAGUNG PETROPHYSIKALISCHER DYNAMISCHER EIGENSCHAFTEN IM „3D SEISMIC ATTRIBUTE VOLUME“: DYNAMISCH-SEISMISCHE ATTRIBUTE

Die Diskussion betrifft Sandsteine eines Reservoirs die dem Hertz-Mindlin (HM) Modell entsprechen mit bestimmten Werten für C_0 und ϕ . Diese Gleichung kann auch die Reflektivitätsänderungen innerhalb des gleichen Reservoirs beschreiben und mögliche Beziehungen zwischen τ_2 (NMR / Kernmagnetischeresonanz Abfallzeit) und Reflektivität (Abb.3 und Abb.4) erläutern.

Die Technologie des kernmagnetischen Resonanz-Log ist in seiner vollen Entwicklung.

Man kann dadurch Porosität aber auch Permeabilität, Art der Porenflüssigkeit, und Porenöffnungen berechnen.

Es gibt verschiedene Methoden, welche dynamische Reservoirparameter durch seismische Attribute ausdrücken können.

1. Man kann die Wasser- und Ölsättigung (Fleury et al. 2005) mit kernmagnetischen Resonanzlogs (NMR) berechnen und damit die Kompressibilität und Schubmodulus und akustische Impedanz ableiten (Dichte-Log, Gassmann und Rock-Physics Gleichungen).

2. Durch NMR-log und SCAL, oder nur NMR-Log-Berechnung der Kapillaritätskurve.

Die Druckkapillaritätskurve liefert eine direkte Korrelation zwischen **Pcap** (Kapillaritätsdruck) und τ_2 (NMR-Abfallzeit). Wir haben deswegen eine Korrelation zwischen einer dynamischen Komponente Pcap (sie liefert die Reservoirproduktivität) und τ_2 die eine geometrische Komponente als Porositäts- und Texture-Berechnungsfaktor darstellt.

Wichtig ist, dass τ_2 ein quantitatives Ergebnis über die Porenstruktur liefert, welche durch den Durchmesser der Porenöffnung ausgedrückt wird.

Hier wird der Durchmesser der Porenöffnung direkt in Verbindung gebracht mit der τ_2 -Porosität und der Porosität aus anderen Messungen mit der Koordinationsnummer C_o .

Die Direktverbindung wird durch den Koeffizient „w“ realisiert, hier **FSF** (Flow Structure Factor) genannt, welcher theoretisch für eine Gesteinsstruktur aus kugelförmigen Körnern konzipiert ist. Außerdem wird die Koordinationsnummer C_o mit Porosität durch n in Verbindung gebracht werden. Es werden zusätzlich Modelle in Kategorien eingeteilt für inhomogene Lithologien die Funktion des **FZI** Parameter sind (Parra, Amaeufle).

Dies ist ein neues wichtiges Konzept, welches τ_2 nicht nur mit Permeabilität sondern auch mit C_o (Koordinationsnummer), mit Porosität und durch ein gestainsphysikalisches Modell, zum Beispiel Hertz-Mindlin (HM) mit elastischen Parameter wie Kompressibilität und Modulus und dann Wellengeschwindigkeit und akustischer Impedanz in Verbindung gebracht werden.

Durch NMR-Logs und SCAL (special core analysis) am PB, kann man mit akustischer Impedanz, Dichte und Laufzeit, dynamische Parameter (Produktionsparameter) auf den „3D Seismic Volume“ übertragen und positionieren, falls die Gesteinsmodelle festgelegt werden.

Durch τ_2 , Pcap und den vertikalen Abstand des Plateaus von Kapillarkurven (Cap) kann man für das theoretische Modell die Reflektivität berechnen.

Die beiden Methoden können als wechselwirkender Kehrwert für die Kalibrierung angewendet werden.

Durch den oben beschriebenen Workflow können die dynamischen Eigenschaften von PB auf SCB übertragen werden und danach auf dem 3D Volumen visualisiert werden.

Um die Theorie zu erklären, sollte man einen Volumen zwischen 2 Sandformationen Sand 1 und Sand 2 berücksichtigen (Abb.4). Der Pcap-Test (Pressure Capillary Curve test) wird unabhängig in jedem der zwei Sandkörper durchgeführt. Theoretisch sollten mehrere Tests in jedem Bereich durchgeführt werden.

Um das HM Modell anzuwenden, sollten die Sandelemente kugelförmig sein und C_o sollte zwischen kubischer und hexagonaler Einordnung sein. Sandsteine in Sedimentformationen können in Zwischenklassen eingeordnet werden.

Das Experiment wird zwei Kurven des Kapillarendrucks liefern. Die Kapillaritätskurve für Sand 1 ist in blauer Farbe, Sand 2 in roter Farbe dargestellt.

Die Kurve ist in Abb. 3 dargestellt.

Jede Kurve hat ihr charakteristisches τ_2 , das dem charakteristischen **Pcap** entspricht und kann mit der Porenöffnung korreliert werden. In experimentellen Verfahren wird der Charakterisierungsfaktor „**Winland R35**“ benutzt.

Da die Beziehung τ_2 -Porosität durch den Faktor **w** (τ_2 Porosity-Factor) und C_o -Porosität durch **n** (C_o Porosity-Factor) festgelegt wird, können entsprechende Werte für **K** (Kompressionsmodulus), **μ** (Schubmodulus), Wellengeschwindigkeit und akustische Impedanz berechnet werden. Somit kann die Reflektivität als skaliertes vertikales Abstand zwischen bestimmten Parametern der Pcap-Kurven dargestellt werden.

Dieser Abstand multipliziert durch einen Faktor kann in Reflektivität an der Grenze zwischen SND1 und SND2 umgewandelt werden.

Es gelten zum Beispiel folgende Proportionalitäten:

$$\tau_2 \rightarrow \text{Poren-Öffnung} \rightarrow C_o = 6, \text{Phi}=0.48$$

$\tau_2 \rightarrow$ Poren-Öffnung $\rightarrow C_o = 12, \Phi_o = 0.26$

Durch das Hertz-Mindlin Modell kann man K und μ berechnen:

$$K^{(HM)} = \left(\frac{C_o^2 (1 - \phi_o)^2 \mu_s^2}{18 \pi^2 (1 - \nu_s)^2} P_c \right)^{1/3} \quad \mu^{(HM)} = \frac{5 - 4\nu_s}{5(2 - \nu_s)} \left(\frac{3C_o^2 (1 - \phi_o)^2 \mu_s^2}{2 \pi^2 (1 - \nu_s)^2} P_c \right)^{1/3} \quad (54)$$

ν_s (Poissonszahl) kann durch Sonic Logs v_p, v_s berechnet werden.

P_c (Überlagerungsdruck) kann durch Dichte-Logs berechnet werden.

ϕ_o (Kritische Porosität) kann durch Dichte-Logs überprüft/kalibriert werden.

$$K^{(HM)} = \left(\frac{(nw\tau_2)^2 (1 - w\tau_2)^2 \mu_s^2}{18 \pi^2 (1 - \nu_s)^2} P_c \right)^{1/3} \quad \mu^{(HM)} = \frac{5 - 4\nu_s}{5(2 - \nu_s)} \left(\frac{3(nw\tau_2)^2 (1 - w\tau_2)^2 \mu_s^2}{2 \pi^2 (1 - \nu_s)^2} P_c \right)^{1/3} \quad (55)$$

$$V_{PSand1} = \left(\frac{K_A + (4/3) \mu_A}{\rho_A} \right)^{1/2} \quad (Z_A) \rightarrow Z_{Sand1} = \rho_A V_A \quad (56)$$

$$V_{PSand2} = \left(\frac{K_B + (4/3) \mu_B}{\rho_B} \right)^{1/2} \quad (Z_B) \rightarrow Z_{Sand1} = \rho_B V_B \quad (57)$$

$$R_{P(0)} = \frac{Z_A - Z_B}{Z_A + Z_B} \quad (58)$$

Von Z_A (Akustik-Impedanz Sand1) und Z_B (Akustik-Impedanz Sand 2) können wir noch einmal mit den Daten von Pre- und Post-stack Inversion korrelieren.

Die Simulation kann erweitert werden, indem man mit der FZI-Gleichung (Ohen et al. , Parra et al.) die Permeabilität berechnen kann.

Es ist durch SCAL-Kalibrierung möglich, die Permeabilität zu berechnen und diese wichtigen Parameter auf die SCBs zu übertragen und zu visualisieren.

Das NMR-Log gehört zum RPP und zusammen mit SCAL-Daten und entsprechenden Pcap- Kurven ist es Teil eines spezifischen PB SAL.

Als Teil eines SAL wird ein akustisches Impedanz-Log und ein Reflektivitäts-Log berechnet.

Die Logs werden mit dem τ_2 -Log korreliert. Über und unter der maximalen Reflektivität werden Pcap-Kurven aus dem τ_2 -Log simuliert und mit Pcap aus SCAL korreliert. Die Werte der minimalen Pcap-Kurve oben und der maximalen Pcap-Kurve unten werden auf den SCB übertragen.

Durch die NMR-Porosität und ihrer Beziehung zum Wasserstoffindex (Hydrogen Index) ist es möglich NMR, Pcap und Z-Eigenschaften durch folgende Gleichungen mit der Elektrodichte PP zu korrelieren. Porosität aus NMR und Dichte können abweichen und müssen kalibriert werden.

$$\phi_{\tau_2} \rightleftharpoons \left[\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \right]_{\tau_2} \quad (59)$$

$$\phi_{\tau_2} = e^{\left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)_{\tau_2}} \quad (60)$$

$$\rho_{\tau_2} = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\left(\frac{\ln \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)_{\tau_2}} \quad (61)$$

Wo:

$$\rho_{\tau_2} = \text{Dichte aus } \rho_b \text{ und } \tau_2$$

$$\phi_{\tau_2} = \text{Porosität aus } \tau_2$$

Somit können Dichte und Porosität auch mit dem NMR-Log kalibriert werden.

Für NMR gibt es nur in Gas- und Tar-Bereichen Übereinstimmung. In solchen Bereichen bleibt das Dichte-Log (Gamma-Gamma) immer die glaubwürdigste Quelle.

Am Ende gibt es verschiedene Methoden, welche genutzt werden, um mikropetrophysikalische Daten (Elektrodaten, dynamische Daten und elastische Daten) mit seismischen Attributen zu korrelieren.

Seismische Attribute können als Übertragungskanäle und/oder als Kalibrierungseinheit und Standort dienen.

Nach der PB-Kalibrierung, der Übertragung, der SCB-Kalibrierung und eventueller „Crossvalidation“ können RPP auf dem „3D Seismic Volume“ (Voxel) dargestellt und visualisiert werden.

VERFEINERUNG DER ANALYSE 1

Folgender Workflow kann vor dem parallel-analytischen Hauptworkflow durchgeführt werden. Es vereint alle beschriebenen Verfahren der Mikro -und Makroskala in einer einzigen Theorie .

$$\rho_b = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) \phi \rightarrow \text{Dichte Log} \quad \phi \rightarrow \text{SCAL - „Core Analysis“}$$



$$\rho_{b\tau_2} = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) \phi_{\tau_2}$$



$$\rho_{be\tau_2} = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\left(\frac{\text{Ln} \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right) \tau_2}$$



$$\rho_{be} = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\left(\frac{\text{Ln} \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)}$$

RPP-Kalibrierung am PB

„Crossvalidation“ mit Z_{pe} aus Logs und seismischen Messungen am PB:



$$Z_{pe} = \frac{\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\left(\frac{\text{Ln} \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)}}{\tau_{ma} + (\tau_f - \tau_{ma}) e^{\left(\frac{\text{Ln} \frac{a R_w}{S_w^n R_t}}{m} \right)}}$$



Berechnung:

$Z_{pe}, Z_{ps}, \tau_{pe}, \tau_{se}, \rho_{be}$

aus Logs, „Crossvalidation“ mit

$Z_p, Z_s, \tau_p, \tau_s, \rho_b$

aus Logs und Seismik am PB





Modell wählen → Hertz-Mindlin (HM) oder andere Modelle

$$K^{(HM)} = \left(\frac{(nwT_2)^2 (1 - wT_2)^2 \mu_s^2}{18 \pi^2 (1 - \nu_s)^2} P_c \right)^{1/3} \quad \mu^{(HM)} = \frac{5 - 4\nu_s}{5(2 - \nu_s)} \frac{3(nwT_2)^2 (1 - wT_2)^2 \mu_s^2}{2 \pi^2 (1 - \nu_s)^2} P_c^{1/3}$$



$$V_{PSand1} = \left(\frac{K_A + (4/3) \mu_A}{\rho} \right)^{1/2} \rightarrow Z_{Sand1} = \rho V_A \quad V_{SSand1}$$



$$V_{PSand2} = \left(\frac{K_B + (4/3) \mu_B}{\rho} \right)^{1/2} \rightarrow Z_{Sand1} = \rho V_B \quad V_{SSand2}$$



$$R_{P(0)} = \frac{Z_B - Z_A}{Z_A + Z_B}$$



Synthetische AVO-Attribute aus Logs am PB (Aki-Richards- und Fatti-Gleichungen)

A, B, C,

$$\frac{\Delta \rho}{\rho}$$

$$\Delta \sigma$$

$$\Delta F$$

AB, A+B, A-B

$$R_p(0)$$

$$R_s(0)$$

Übertragung RPP am SCB-Bin



An SCB-Bin

Aus unabhängigen Seismikmessungen berechnen:

A, B, C,

$$\frac{\Delta \rho}{\rho}$$

$\Delta \sigma$

ΔF

AB, A+B, A-B

$R_p(0)$

$R_s(0)$

RPP aus Z_p, Z_s

RPP auf Mittelwert zwischen entsprechende Z_{pe}, Z_{se} - und Z_p, Z_s -Werte setzen.

Eventuell:

Übertragung von RPP von SCB-Bin zu PB und „Crossvalidation“ + eventuelle Korrektur auf Mittelwert.

RPP-Übertragung zurück am SCB-Bin.

FUNKTIONEN UND BEZIEHUNGEN ZWISCHEN SEISMISCHE ATTRIBUTE UND $R_X(Z)$, R_{35}

Es ist nützlich noch ein weiteres dynamisches Attribut als Teil des dynamischen petrophysikalisch-seismischen Attribut einzuführen.

Abb.3 zeigt die theoretische P_{cap} -Kurve und theoretische Korrelationen zwischen **P_{cap} , τ_2** und **Z**

Abb. 1 zeigt wie eine P_{cap} -Kurve in der Realität aussehen sollte. Damit ist klar, dass ein Korrelationspunkt für **P_{cap}** und **Z** , welches eine Korrelation des Plateauwerts und **Z** beschreiben soll, nicht einfach festzulegen ist. Deswegen können hier direkte Attribute festlegen, welche diese Zusammenhänge am besten beschreiben könnte.

Winland **R_{35}** als dynamische Eigenschaft, welche die Reservoir-Flüssigkeitsmobilität beschreibt, ist eine gute Voraussetzung für Korrelationen mit seismischen Attributen wie **Z** .

Die Korrelation mit **$Z / C_o / \phi$** wird sehr wahrscheinlich nicht direkt die **R_{35}** -Sättigung entsprechen, sondern ein **$R_X(Z)$** -Wert. Es ist eine Aufgabe der Reservoircharakterisierung den **$R_X(Z)$** -Wert und seine Abweichung von **R_{35}** zu bestimmen. Dies könnte zum ersten mal eine direkte Verbindung zwischen seismische Attribute und dynamische Parameter des Reservoirs einführen.

Zu diesem Zweck kann man als Korrelationspunkt **P_{cap}** oder **τ_2** wählen, die direkt **$R_X(Z)$** entsprechen könnten. In der Analyse (Verfeinerung 2) ist es sinnvoll die Korrelation **$P_{cap} - Z$** durch Experimente zu berechnen.

In Zusammenhang mit der „Winland“ Theorie erinnere ich eine Beziehung zwischen folgende Parameter:

$\tau_2 \rightarrow P_{cap} \rightarrow \text{Poren-Öffnung} \rightarrow \mathbf{RX(Z)} \rightarrow C_o \rightarrow \phi$

Zum Beispiel:

$\tau_2 \rightarrow P_{cap} \rightarrow \text{Poren-Öffnung} \rightarrow \mathbf{RX(Z)} \rightarrow C_o = 6, \phi = 0.48$

$\tau_2 \rightarrow P_{cap} \rightarrow \text{Poren-Öffnung} \rightarrow \mathbf{RX(Z)} \rightarrow C_o = 12, \phi = 0.26$

Auf der **Pcap** Kurve kann man ein Wert für die S_w und den entsprechenden **Pcap** identifizieren. Dieser Wert entspricht die Beziehung $S_w = f(\mathbf{RX})$

Wo $f(\mathbf{RX})$, eine Funktion aus dem **Pcap**-Experiment, stellt auch die Proportionalität zwischen $S_w^n R_t$ und Winland-R35 Parameter und ist die Darstellung der Porosität der S_w .

$$\rho_{be}(\mathbf{RX}) = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{\left(\frac{\text{Ln} \frac{a R_w}{f(\mathbf{RX})^n R_t}}{m} \right)} \quad (62)$$

$$\tau_{be}(\mathbf{RX}) = \tau_{ma} + (\tau_f - \tau_{ma}) e^{\left(\frac{\text{Ln} \frac{a R_w}{f(\mathbf{RX})^n R_t}}{m} \right)} \quad (63)$$

Partial $Z_e(\mathbf{RX})$ Beispiel

$$Z_e(\mathbf{P}) = V_p \left[\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[\text{Pexp RX}]} \right] \quad (64)$$

und

$$Z_e(\mathbf{S}) = V_s \left[\rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) e^{[\text{Pexp RX}]} \right] \quad (65)$$

$$[\text{Pexp RX}] = \frac{\text{Ln} \frac{a R_w}{f(\mathbf{RX})^n R_t}}{m} \quad (66)$$

Ganzes $Z(\mathbf{RX})$:

$$Z(\mathbf{RX}) = \frac{\rho_{be}(\mathbf{RX})}{\tau_{be}(\mathbf{RX})} \quad (67)$$

Die Verfeinerung der Analyse könnte nach der REV Überprüfung Korrelationen zwischen **Z** und **Pcap** und τ_2 liefern.

$$Z [RX(Z)] = \frac{\rho_{be} [RX(Z)]}{\tau_{be} [RX(Z)]} \quad (68)$$

Voraussetzung: Es gibt nur eine **Pcap** Kurve welche **Z [RX(Z)]** , $\rho_{be} [RX(Z)]$, $\tau_{be} [RX(Z)]$ entspricht.

Dann kann man eine Beziehung zwischen **Z [RX(Z)]** , $\rho_{be} [RX(Z)]$, $\tau_{be} [RX(Z)]$ und **R35** festlegen. In diesem Zusammenhang ist es auch wichtig Werte von **S_w** simulieren zu können. Man kann **R_t** und/oder **m** konstant halten und **S_w (Pcap/RX)** simulieren um die Effekte von Anomalien zu untersuchen. Die Studie muss durch die analyse des ϕ - **S_wirr** crossplot durchgeführt werden. Oft steht die Beziehung **Z – Pcap** in Verbindung mit der Positionierung von **Swirr** auf dem **Pcap** Kurve.

Danach kann man Werte des **R35** in der „3D Seismic Volume“ genau wie andere RPP übertragen. Werte der **Z_e**, $\rho_{be}(RX)$, $\tau_{be}(RX)$, **R35** anomalien können für die Interpretation und für Crossplots angewendet werden.

VERFEINERUNG DER ANALYSE 2

Am PB (mit alle verfügbare Parameter) und SCB (ohne Pcap und SCAL) (Abb. 10)

1. Input:

(Nach geostatistische REV Überprüfung)

Dynamische Attribute (τ_2 ,Pcap)

SCAL (Special Core Analysis: (ρ_m , ρ_f , τ_m , τ_s , ϕ , **S_w** , **m** , **V_p** , **V_s** , usw.)

2. Kontrolle mit 3D Seismik und Berechnung von: ϕ , ρ , $\tau_{p,s}$ (Seismikinstanzen und Elektroinstanzen)

3. Berechnung: EMM (Effective Medium Model) und Kontrolle mit Attributenanalyse und Anomalienanalyse

4. Berechnung: EI (Elektroinstanzen) und Kontrolle mit Attributenanalyse und Anomalienanalyse

5. Berechnung: Seismikparameter und Seismik-Attribute (AVO, Elastikattribute, **A**, **B**, **C**, $\Delta\sigma$, $\Delta\rho/\rho$, ΔF usw.)

6. Input:

REV Kontrolle, R(0), R(θ), Z, Kontrolle in Pcap

7. Zurück zur Stufe 1.

ELEKTROATTRIBUTE FÜR UNKONVENTIONELLE RESERVOIRINTERPRETATION

Alle bisher beschriebenen Attribute können in der unkonventionellen Exploration von Kohlenwasserstoffen angewendet werden.

Ein Beispiel für die Interpretation in der Shale-Gas Unkonventionelle Exploration (unkonventionellen Shale-Gas Exploitation) wird in Abb. 2 gezeigt. Hier wird Dichte und Elektrodichte verglichen und „crossplottiert“.

Die Archie Gleichung wurde für Sandsteine entwickelt, deswegen sollte man die Gleichung (21), die höhere Anteile von Vcl entsprechen, mit Extremwerte von S_w , R_w anwenden.

Für die Analyse der Anomalien kann man manchmal die Archie Gleichung mit skalierten Parameter anwenden.

Am besten sollten immer lokale kalibrierte Gleichungen angewendet werden.

Die Elektrodichte wird von der Dichte im Shale-Gas abweichen, da die Widerstandskomponente als wichtigste Anomalie zunimmt. In diesem Zusammenhang muss man bemerken, dass R_w ein scheinbares RPP ist, als man nicht erwarten kann, dass R_w in Tonsteinen eine wichtige Rolle spielen kann. S_w wird deswegen, wie R_w , einen niedrigen Konstantwert nehmen.

Werte von R_{Wirr} können deswegen in Zusammenhang mit Gleichung (20) anwenden.

Höhere Werte beschreiben höheren organischen Inhalt und werden für die Elektroinstanzen der Dichte ρ_{be} höhere Werte als die elastischen Instanzen ρ liefern.

Die reiche organische Inhaltslithologie wird den Bereich unter der 45-Grad-Linien in Abb. 2 besetzen.

Wichtig für „Gas-Shales“ ist das $\rho_{be} - \tau_{be}$ Crossplot, weil in „Gas-Shales“ abweichende Werte von Widerstand und „Sonic Logs“ eine wichtige Rolle für die Interpretation spielen.

Andere wichtige Attribute für die Interpretation von unkonventionelle Reservoirs sind

A, B, C, $\Delta\sigma$, $\Delta\rho/\rho$, ΔF , Z_p , Z_s , $R_p(0)$, $R_s(0)$, $R_p(\theta)$, $R_s(\theta)$, τ_2 , allgemeine RPP und alle entsprechende Elektroinstanzen.

Angelo Piasentin
Petrophysic-Consultants
Am Nymphenbad 8
D-81245 Munich
piasentin@petrophysic-consultants.com