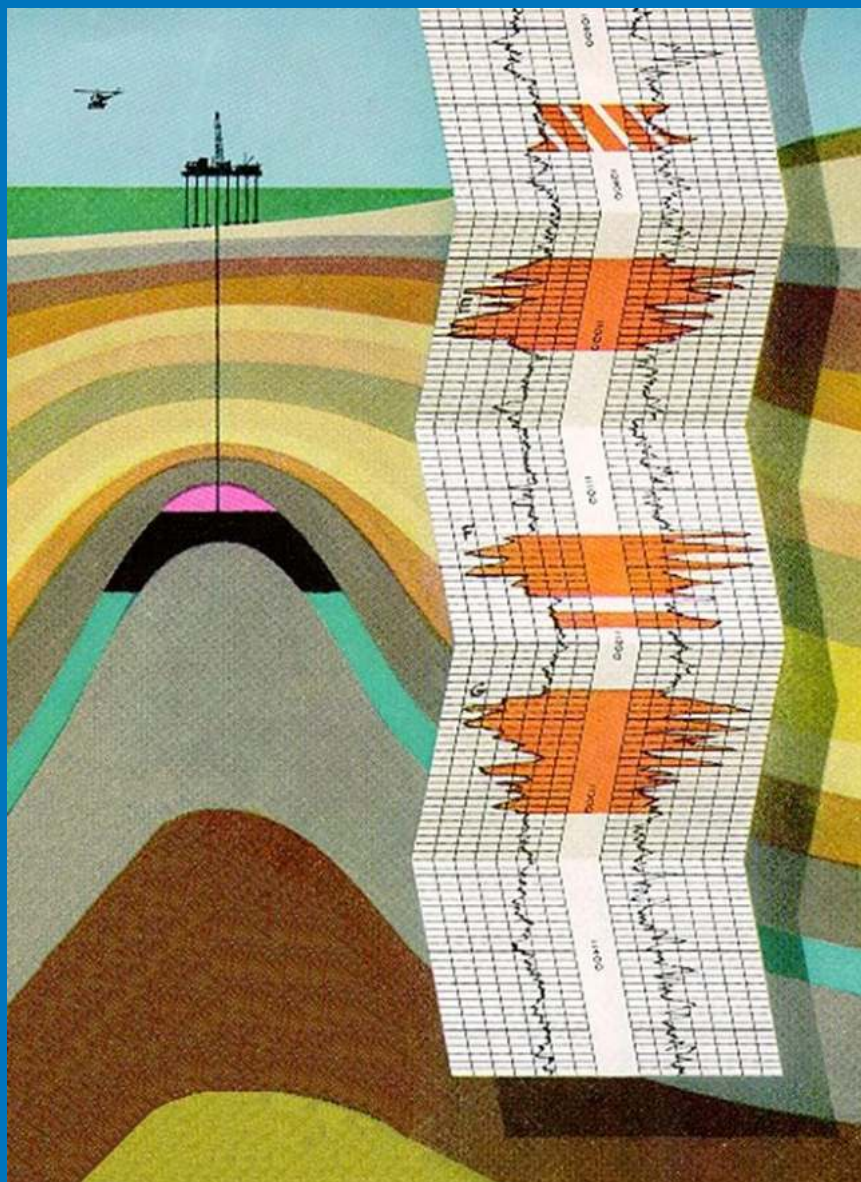


# ÎNDRUMAR PENTRU LUCRĂRI PRACTICE DE GEOFIZICĂ DE SONDĂ



Conferențiar dr. ing. **BOGDAN MIHAI NICULESCU**  
Asistent dr. ing. **GINA ANDREI**

**UNIVERSITATEA DIN BUCUREȘTI**  
Facultatea de Geologie și Geofizică

  
*editura universității din bucurești®*

UNIVERSITATEA DIN BUCUREȘTI  
Facultatea de Geologie și Geofizică

# ÎNDRUMAR PENTRU LUCRĂRI PRACTICE DE GEOFIZICĂ DE SONDĂ

Conferențiar dr. ing. BOGDAN MIHAI NICULESCU  
Asistent dr. ing. GINA ANDREI

  
*editura universității din bucurești*<sup>®</sup>  
2016

Acest îndrumar este destinat studenților înscriși la cursurile de Licență și Master ai Facultății de Geologie și Geofizică - Universitatea din București, ca material informativ suplimentar și ca suport pentru lucrările și aplicațiile practice la disciplinele din domeniul Geofizicii de sondă (*Geofizică de sondă, Investigarea geofizică a sondelor pentru resurse minerale, Geofizică de sondă pentru ape subterane și substanțe minerale solide, Evaluarea formațiunilor geologice pe baza diagramei geofizice*).

Calcululele și reprezentările grafice incluse în îndrumar au fost realizate utilizând programul de interpretare petrofizică *Interactive Petrophysics* (© LR Senergy Ltd.) și o serie de aplicații software originale, elaborate în mediul de programare *MATLAB* (© The MathWorks Inc.).

### Referenți:

Prof. univ. dr. ing. **Aurelian NEGUȚ** (Universitatea din București)  
Prof. univ. dr. ing. **Ion MALUREANU** (Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești)  
Conf. univ. dr. ing. **Mihail-Valentin BATISTATU** (Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești)

© *editura universității din bucurești*®

Șos. Panduri nr. 90-92, 050663 București – ROMÂNIA

Tel./Fax: +40 214102384

E-mail: editura.unibuc@gmail.com

Internet: <http://editura-unibuc.ro>

#### **Centru de vânzare:**

Bd. Regina Elisabeta nr. 4-12,  
030018 București – ROMÂNIA

Tel. +40 213053703

#### **Tipografie:**

Bd. Iuliu Maniu, Nr. 1-3,  
061071, București – România

Tel. +40 213152510

DTP: Cătălin Ionuț Mihai

**ISBN 978-606-16-0796-9**

# Cuprins

<b>1. CRITERII ȘI PROGRAME DE INVESTIGARE GEOFIZICĂ A SONDELOR</b> .....	4
<b>1.1. Criterii în alegerea programului de investigare geofizică</b> .....	5
1.1.1. Caracteristicile fluidului de foraj .....	5
1.1.2. Tipul formațiunilor.....	6
1.1.3. Diametrul găurii de sondă.....	7
1.1.4. Prezența sau absența coloanei de tubaj .....	7
<b>1.2. Programul de investigare geofizică</b> .....	7
<b>Anexa 1 - Program clasic de investigare geofizică în sonde netubate</b> .....	16
<b>Anexa 2 - Operațiuni și măsurători geofizice de completare sau tehnice</b> .....	17
<b>2. ELEMENTE DE ANALIZĂ ȘI INTERPRETARE A DIAGRAFIILOR GEOFIZICE</b> .....	18
<b>2.1. Reguli generale pentru citirea și selectarea valorilor pe diagramele geofizice</b> .....	19
<b>2.2. Selectarea parametrilor petrofizici ai fluidelor, matricei minerale și argilelor</b> .....	25
<b>2.3. Selectarea parametrilor Archie</b> .....	31
<b>2.4. Particularități ale răspunsului diagramele geofizice în formațiuni nisipoase-argiloase ("shaly sands")</b> .....	37
<b>2.5. Criterii și tehnici de evaluare rapidă a formațiunilor</b> .....	43
<b>3. ANALIZA REZULTATELOR INTERPRETĂRII CANTITATIVE A DIAGRAFIILOR GEOFIZICE</b> .....	49
<b>3.1. Interpretarea cantitativă standard (deterministică) a diagramele geofizice</b> .....	50
<b>3.2. Interpretarea cantitativă probabilistică (statistică) a diagramele geofizice</b> .....	63
<b>3.3. Caracterizarea rezervoarelor de hidrocarburi prin intermediul dependențelor porozitate-saturație în apă și al permeabilității</b> .....	68
<b>REFERINȚE BIBLIOGRAFICE</b> .....	79

# 1

## **CRITERII ȘI PROGRAME DE INVESTIGARE GEOFIZICĂ A SONDELOR**

- CRITERII ÎN ALEGEREA PROGRAMULUI DE INVESTIGARE GEOFIZICĂ**
- PROGRAMUL DE INVESTIGARE GEOFIZICĂ**
- Anexa 1 - Program clasic de investigare geofizică în sonde netubate**
- Anexa 2 - Operațiuni și măsurători geofizice de completare sau tehnice**

În accepțiunea actuală, este de neconceput ca după săparea unei sonde, indiferent de scopul propus, aceasta să nu pună la dispoziția celor interesați un minimum de informații privind rocile traversate de sondă. Când sonda este săpată pentru hidrocarburi, informațiile trebuie să fie complete, adică sonda să fie investigată complex, asigurând obținerea parametrilor petrofizici necesari interpretării cantitative.

## 1.1. CRITERII ÎN ALEGEREA PROGRAMULUI DE INVESTIGARE GEOFIZICĂ

Un program de investigare geofizică trebuie să permită delimitarea formațiunilor, în special a strator poroase și permeabile (așa-numitele *colectoare* sau *rezervoare*), și să asigure parametrii necesari unei analize cantitative. Acești parametri sunt: **F** - factorul de formațiune (numit și factor de rezistivitate),  $\rho_{ai}$  - rezistivitatea apei interstițiale (apa de formațiune sau de zăcământ) și  $\rho_R$  - rezistivitatea reală (rezistivitatea zonei neinvadate a strator poroase-permeabile).

Se subliniază faptul că nici una dintre metodele de investigare nu poate furniza informații asupra unui parametru pentru toate tipurile de formațiuni și fluide (noroaie) de foraj, deoarece răspunsurile diverselor carotaje geofizice sunt afectate de variațiile în eterogenitatea formațiunilor, de gradul de compactare, de porozitate, conținut în apă sau argilă, grosimea și structura acestora. Altfel spus, dispozitivele care sunt indicate pentru investigarea unui tip de formațiune nu pot fi folosite în totalitate pentru un alt tip de formațiune.

De asemenea, tipul fluidului de foraj influențează decisiv alegerea metodelor și dispozitivelor de carotaj geofizic, ca de altfel și diametrul găurii de sondă și prezența sau absența coloanei de tubaj.

Sintetizând factorii ce trebuie avuți în vedere la întocmirea programului de investigare, aceștia sunt:

- Caracteristicile fluidului de foraj;
- Tipul formațiunilor;
- Diametrul găurii de sondă;
- Prezența sau absența coloanei de tubaj.

### 1.1.1. Caracteristicile fluidului de foraj

Sunt de o deosebită importanță, deoarece sunt hotărâtoare în alegerea metodelor - în special electrice, condiționând investigarea cu un tip sau altul de dispozitive.

În funcție de cantitatea de săruri dizolvate ce se găsesc în fluidul de foraj, acesta este denumit nemineralizat (dulce) sau mineralizat (sărat), cantitatea de săruri dizolvate, ca și temperatura, influențând rezistivitatea fluidului ( $\rho_n$ ).

Se consideră nemineralizat acel fluid de foraj care conține o cantitate redusă de săruri, în general mai mică de 20 g/l (200 kg/vagon). Dacă concentrația în săruri este mai mare de 20 g/l, fluidul de foraj este considerat mineralizat.

În geofizica de sondă trebuie să se țină seama de faptul că investigarea se efectuează în condiții de noroi nemineralizat sau mineralizat și în funcție de raportul valorilor rezistivității filtratului de noroi ( $\rho_{fn}$ ) și ale apei interstițiale ( $\rho_{ai}$ ). Dacă raportul rezistivităților celor două fluide este mai mic de 2.5 ( $\rho_{fn} / \rho_{ai} < 2.5$ ) se consideră că operațiunile se efectuează în condițiile similare folosirii unui noroi mineralizat, și invers.

Fluidele de foraj pe bază de țiței sau produse petroliere (ex. fluidele de tip emulsie inversă) fiind foarte rezistive, fac ca o serie de metode și dispozitive de carotaj electric să nu poată fi utilizate. Dacă sondele sunt săpate cu aer sau gaze, programul de investigare electrică, de asemenea, se restrânge.

Se cunoaște că în timpul forajului apa din noroi filtrează în stratele poroase-permeabile, creându-se o zonă invadată, iar pe fața deschisă a stratelor se formează turta de noroi prin depunerea particulelor coloidale de argilă. Atunci când invaziile sunt adânci (de obicei, în formațiunile cu porozitate scăzută sau în cele subpresurizate), o serie de dispozitive pentru măsurarea rezistivității sau conductivității electrice nu reușesc să depășească zona de invazie, măsurătorile fiind mai mult sau mai puțin afectate de aceasta.

Trebuie avut în vedere și faptul că noroaiele mineralizate produc o invazie mai redusă, o turtă cu grosime mai mică și că afectează răspunsul multor dispozitive electrice în sensul reducerii valorilor de rezistivitate aparentă măsurate. Adăugându-se la cele de mai sus și efectul negativ, de aplatizare, al noroiului mineralizat asupra potențialului spontan (PS), se poate concluziona că un program de carotaj geofizic în aceste condiții va diferi substanțial de cel întocmit pentru noroaiele nemineralizate.

### 1.1.2. Tipul formațiunilor

Valorile de porozitate (**P**) și rezistivitate ( **$\rho_R$** ) care caracterizează o anumită litologie, legate și de gradul de compactare a formațiunilor, determină opțiunea pentru unele sau altele dintre dispozitivele de investigare utilizate. Estimarea acestor valori se realizează practic prin cunoașterea formațiunilor din date de șantier sau studii geologice și, de asemenea, din analiza carotajului electric informativ executat, de regulă, înaintea operațiunilor geofizice finale.

Din punct de vedere geofizic, formațiunile se deosebesc după limitele valorilor de porozitate și rezistivitate astfel:

*Formațiuni moi ("soft formations")* - sunt cele în care rocile colectoare sunt nisipurile și nisipurile argiloase-marnoase slab consolidate, frecvent întâlnite în depozitele sedimentare Mio-Pliocene. În general, porozitățile sunt cuprinse între 20 - 30% iar rezistivitățile sunt scăzute, variind între 0.2  $\Omega m$  (nisipurile cu apă sărată) și câțiva  $\Omega m$  (nisipurile cu hidrocarburi). Există și situații când rezistivitățile sunt de ordinul zecilor de  $\Omega m$  (nisipurile cu hidrocarburi), atunci când salinitatea apelor interstițiale este redusă, concentrația în săruri fiind în jur de 20 - 25 g/l (200 - 250 kg/vagon). Nisipurile au, de obicei, grosimi reduse (de ordinul metrilor), fiind separate de argile sau marne.

*Formațiuni medii ("intermediate formations")* - au ca roci colectoare nisipurile consolidate și gresiile, cu porozități de 15 - 20% și rezistivități de 1 - 100  $\Omega m$ , întâlnindu-se uneori și calcare sau în mod excepțional dolomite, moderat consolidate. De regulă, rocile colectoare sunt interstratificate cu argile, marne sau roci impermeabile și compacte.

*Formațiuni dure ("hard formations")* - rocile colectoare sunt reprezentate de calcare, dolomite și chiar unele gresii puternic consolidate. Aceste formațiuni sunt predominant compacte, incluzând zone poroase-permeabile și intercalații de argile sau marne. De cele mai multe ori, zonele poroase-permeabile prezintă fisuri și/sau goluri de diverse dimensiuni (porozitate secundară). Au porozități sub 15% și rezistivități care pot varia între zeci și sute de  $\Omega m$ . Calcarele și dolomitele compacte, nefisurate, au porozități sub 5% și rezistivități de ordinul sutelor - miilor de  $\Omega m$ .

Porozitatea formațiunilor nisipoase/grezoase variază, uzual, între 8 - 38%, cu o valoare medie de 18%. Circa 95% din porozitatea totală constituie o porozitate efectivă, de obicei intergranulară. Formațiunile carbonatice au porozități cuprinse, uzual, între 3 - 15%, cu o

valoare medie de 8%. Porozitatea efectivă reprezintă circa 90% din porozitatea totală, ambele putând fi de tip intergranular, intercrystalin, fractural-fisural sau vacuolar ("vuggy").

Rocile extrem de compacte și impermeabile (ex. sarea, gipsul, anhidritul) au o porozitate neglijabilă și o rezistivitate practic infinită.

### **1.1.3. Diametrul găurii de sondă**

Are o deosebită importanță în alegerea, respectiv realizarea, unui program de investigare, deoarece obligă la restricții în ceea ce privește alegerea tipului de aparatură. Pentru un diametru normal (7.5 - 8.5 inch, echivalent cu 190 - 216 mm) al găurii de sondă nu se ridică probleme, putându-se introduce toate dispozitivele de carotaj geofizic. La diametre mai mici decât 6 inch (152 mm) investigarea nu mai poate beneficia de carotajele executate cu dispozitivele cu patină convențională. Dacă noroiul este și mineralizat iar formațiunile sunt dure, numărul parametrilor obținuți se reduce, punând chiar sub semnul întrebării posibilitatea separării stratelor poroase-permeabile.

La diametre mai mari obținerea parametrilor, de regulă cu dispozitive de porozitate, se face numai aplicând corecții, iar când se depășește diametrul de 16 inch (406 mm) acestea nu mai sunt posibile, depășindu-se limitele de rezoluție a aparaturii.

Luând în considerare cele menționate mai sus, se recomandă săparea sondelor cu diametre normale de sapă, investigarea acestora și după aceea lărgirea lor la diametrul impus de profilul de tubaj, asigurându-se astfel parametrilor corespunzători atât ca număr cât și ca valoare reală, în special pentru determinarea porozității.

### **1.1.4. Prezența sau absența coloanei de tubaj**

Orice investigare completă a formațiunilor trebuie realizată înainte de tubarea găurilor de sondă, deoarece ulterior se poate executa numai carotajul radioactiv (afectat de ecranul reprezentat de coloana de tubaj și cimentul din spatele acesteia), iar carotajele electrice sunt imposibil de executat.

## **1.2. PROGRAMUL DE INVESTIGARE GEOFIZICĂ**

Un program de investigare geofizică întocmit și realizat judicios trebuie să asigure:

- Identificarea și separarea stratelor poroase-permeabile în raport cu cele impermeabile, corelarea cu sondele sau structurile învecinate;
- Determinarea parametrilor de bază în interpretarea cantitativă ( $F$ ,  $\rho_{ai}$ ,  $\rho_R$ ), deci, în final, a saturațiilor în apă ( $S_A$ ) și hidrocarburi totale ( $S_H = 1 - S_A$ ).

Nerezolvarea unuia dintre dezideratele de mai sus conduce la concluzia că programul fie nu a fost judicios întocmit, fie nu a fost realizat în întregime, iar investigarea nu s-a realizat corespunzător. Pentru ca obiectivul final al investigației (determinarea intervalelor de interes și interpretarea corectă a acestora) să fie atins, se recomandă următoarele:

- Programul să fie fracționat, dacă este posibil, în sensul executării mai întâi a carotajelor de rezistivitate pe intervalul de adâncime recent deschis, iar ulterior, după producerea fenomenului de invazie, a carotajelor de porozitate (cazul ideal);
- Beneficiarul să asigure maximum de informații geologice înainte și după săparea sondei, în special valorile corecte ale analizelor apelor interstițiale. O bună parte dintre neconcordanțele semnalate între rezultatele interpretării diagramei geofizice și



rezultatele probelor de producție se datorează folosirii unor valori  $\rho_{ai}$  diferite față de cele reale.

În Anexa 1 este prezentată schema unui program clasic de investigare geofizică, iar în Anexa 2 sunt prezentate operațiunile și măsurătorile geofizice de completare sau tehnice în sonde netubate ("Open hole") sau tubate ("Cased hole").

Trebuie evidențiat că programul de investigare care asigură determinarea parametrilor de bază  $F$ ,  $\rho_{ai}$  și  $\rho_R$  este un program minim, deoarece modelul petrofizic care se poate utiliza pentru interpretarea diagrafiilor în termeni de saturații în fluide este unul simplu, corespunzător formațiunilor monominerale curate (fără conținut de argilă) și cu porozitate de tip intergranular (fără porozitate secundară). În realitate, formațiunile traversate de sonde sunt, frecvent, argiloase, pot avea o compoziție complexă (multiminerală) a matricei, iar formațiunile dure pot prezenta și o porozitate secundară sub formă de fisuri, fracturi, vacuole și caverne. De aceea, pentru obținerea unor informații cât mai complete asupra formațiunilor traversate este necesar să se realizeze un program optim de investigare, care să cuprindă următoarele metode geofizice principale:

- Microcarotaj electric obișnuit (*Microlog*) sau microcarotaj electric cu curenți focalizați (*Microlaterolog*, *Proximity Log*, *Micro-Spherically Focused Log*);
- Carotaj inductiv sau carotaj electric cu curenți focalizați (*Laterolog*). În trecut, pentru estimarea  $\rho_R$  erau folosite și carotajul electric special sau carotajul electric lateral (DRR, BKZ), ambele metode cuprinzând o suită de 3 - 6 curbe de rezistivitate aparentă înregistrate cu dispozitive nefocalizate, potențiale și gradiente;
- Carotaj neutronic compensat, carotaj de densitate compensat (sau carotaj de densitate-litologie, incluzând și indicele de absorbție fotoelectrică) și carotaj acustic de viteză compensat.

Metodele menționate permit determinarea rezistivității subzonei spălate a formațiunilor poroase-permeabile ( $\rho_{io}$ ), rezistivității reale ( $\rho_R$ ), porozității totale ( $P_t$ ), porozității secundare ( $P_s$ ), porozității efective ( $P$ ), conținutului volumetric de argilă ( $C_a$ ) și compoziției minerale a matricei, asigurând astfel parametrii necesari evaluării complete a formațiunilor din punct de vedere al saturațiilor în apă și hidrocarburi (totale, reziduale, mobile). Ele sunt, uzual, completate cu metode geofizice adiționale: carotajul potențialului spontan, carotajul radioactivității gama naturale (în varianta totală sau spectrală), cavernometrie (pe una sau două direcții, folosind cavernometre cu 2 - 4 brațe), deviație (înclinarea și direcția / azimutul găurii de sondă) etc.

În condițiile unui grad avansat de cunoaștere geologică a unei zone sau a unei structuri petrolifere-gazeifere, ori în cazul sondelor de explorare adânci, săpate în mai multe etape, programul de investigare geofizică este, frecvent, divizat în funcție de complexitatea operațiunilor necesare. Astfel, în secțiunea superioară, cu diametru mai mare, a sondei se poate executa un program de investigare simplificat, cuprinzând ca metode geofizice principale carotajul electric și carotajul acustic de viteză. În secțiunea finală a sondei, care interceptează obiectivul/obiectivele de explorare și are un diametru mai mic, se efectuează un program complex de investigare (programul optim), incluzând microcarotajul electric și metodele radioactive de porozitate (carotajul neutronic și carotajul de densitate sau densitate litologie). Un astfel de program complex, adeseori numit *carotaj geofizic final*, este prezentat în Fig. 1.

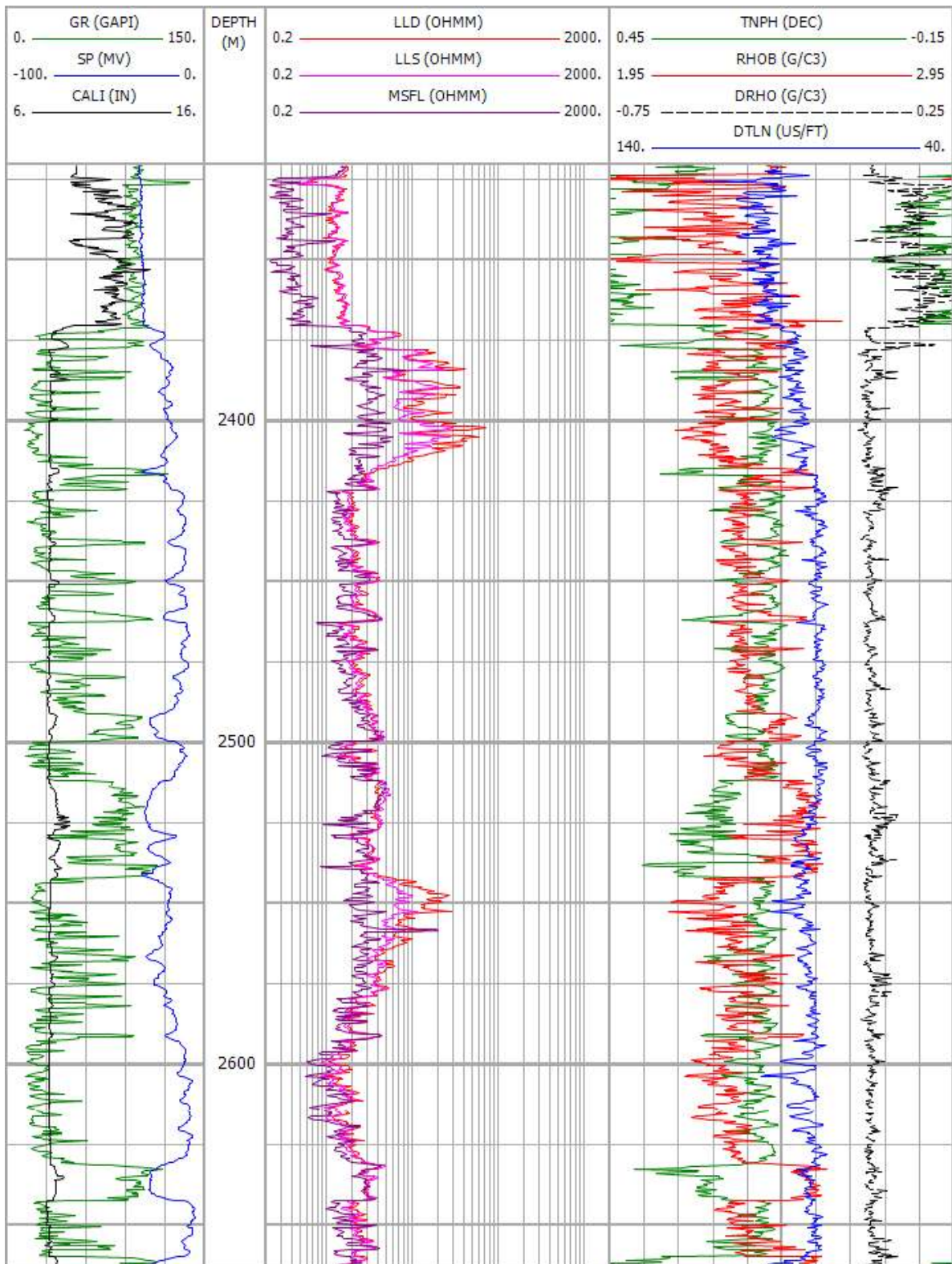


Fig. 1. Program complex de investigare geofizică a sondelor netubate. Trasa 1: radioactivitatea gama naturală totală (GR), potențialul spontan (SP) și cavernograma (CALI). Trasa 2: rezistivitatea aparentă înregistrată cu dispozitivele cu investigare adâncă (LLD) și superficială (LLS) din carotajul electric focalizat de tip Laterolog dual și cu microdispozitivul focalizat Micro-Spherically Focused Log (MSFL). Trasa 3: porozitatea neutronică raportată la matrice calcar (TNPH), densitatea globală (RHOB), corecția diagramei de densitate (DRHO) și timpul de parcurs acustic (DTLN).

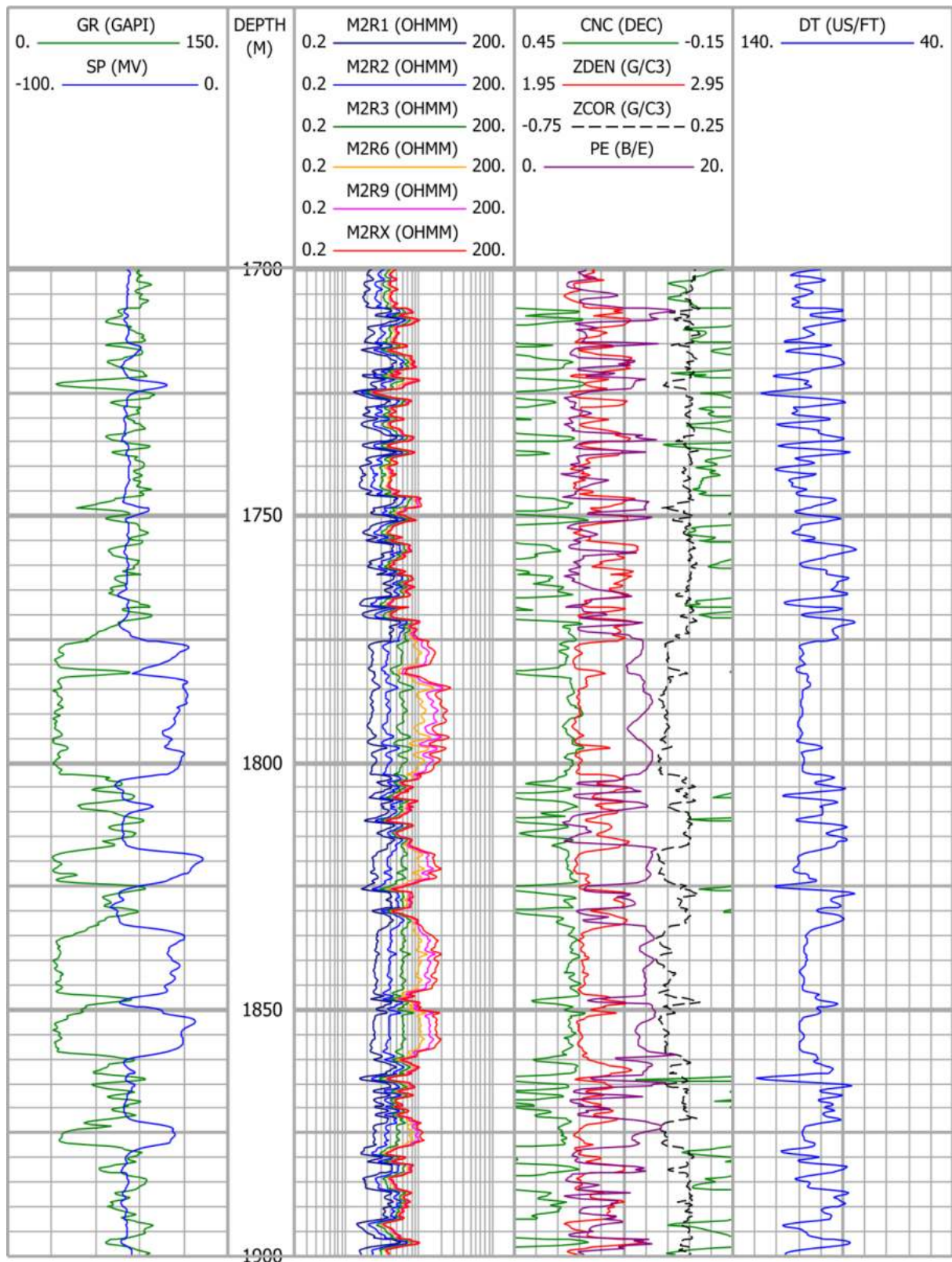


Fig. 2. Program complex de investigare geofizică a sondelor netubate, incluzând metode electrice moderne. Trasa 1: radioactivitatea gama naturală totală (GR) și potențialul spontan (SP). Trasa 2: set de curbe de rezistivitate aparentă cu rezoluție verticală de 2 ft și raze de investigare de 10, 20, 30, 60, 90 și 120 inch, din cadrul unui carotaj electric de tip Array Induction. Trasa 3: porozitatea neutronică raportată la matrice calcar (CNC), densitatea globală (ZDEN), corecția diagramei de densitate (ZCOR) și indicele de absorbție fotoelectrică (PE). Trasa 4: timpul de parcurs acustic (DT).

Evaluarea corectă a  $\rho_R$  în formațiunile poroase-permeabile afectate de invazia cu filtrat de noroi depinde într-o mare măsură de raza de investigare a dispozitivelor de carotaj inductiv sau de tip *Laterolog*, aceasta fiind influențată mai ales de valoarea raportului  $\rho_R / \rho_{io}$ . În general, atunci când  $\rho_R > \rho_{io}$  *Laterolog*-ul măsoară valori mai mari de rezistivitate aparentă decât dispozitivele inductive și, în consecință, mai apropiate de rezistivitatea reală a formațiunilor. Dacă  $\rho_R < \rho_{io}$ , dispozitivele de carotaj inductiv măsoară, de obicei, valori de rezistivitate aparentă mai mici decât dispozitivele de tip *Laterolog*, aproximând în acest caz mai bine rezistivitatea reală. În eventualitatea că pe un interval de adâncime investigat sunt întâlnite ambele situații (ex.  $\rho_R < \rho_{io}$  în colectoarele acvifere, cu  $S_A = 1 = 100\%$ , și  $\rho_R > \rho_{io}$  în colectoarele cu hidrocarburi, unde  $S_A \ll 1$ ), se recomandă efectuarea ambelor tipuri de carotaje electrice pentru o evaluare satisfăcătoare a  $\rho_R$  pe întregul interval și, de asemenea, pentru o estimare adecvată a rezistivității apelor de formațiune ( $\rho_{ai}$ ). În sondele de explorare, al căror obiectiv principal constă în identificarea intervalelor posibil productive, este indicat să se utilizeze *Laterolog*-ul atunci când  $\rho_{fn} < 2.5 \cdot \rho_{ai}$  (fluide de foraj mineralizate, conductoare) și carotajul inductiv dacă  $\rho_{fn} > 2.5 \cdot \rho_{ai}$  (fluide de foraj dulci). În sondele săpate cu fluide de foraj neconductoare ("*oil-based muds*") poate fi folosit numai carotajul inductiv. Trebuie menționat, de asemenea, că dispozitivele inductive funcționează optim în cazul investigării formațiunilor cu rezistivități relativ scăzute (în general,  $\rho_R < 200 \Omega m$ ), iar dispozitivele *Laterolog* sunt mai eficiente în cazul investigării formațiunilor foarte rezistive.

Indiferent de tipul carotajului electric utilizat, valorile de rezistivitate aparentă măsurate cu dispozitive de microcarotaj (valori, în general, apropiate de rezistivitatea subzonei spălate,  $\rho_{io}$ ) sunt strict necesare pentru aplicarea unor corecții pentru efectul fenomenului de invazie asupra curbelor de rezistivitate aparentă înregistrate de dispozitivele inductive sau *Laterolog* cu investigare adâncă ( $\rho_{A,ILD}$  - *Deep Induction* sau  $\rho_{A,LLD}$  - *Deep Laterolog*). În prezent, pentru determinarea exactă a  $\rho_R$  și  $\rho_{io}$  sunt utilizate din ce în ce mai mult carotaje inductive sau cu curenți focalizați cu multiple raze de investigare (ex. 10, 20, 30, 60, 90 și, uneori, 120 inch) și multiple rezoluții verticale (ex. 1 ft, 2 ft, 4 ft), cunoscute sub denumirile generice de *Array Induction* sau *Array Laterolog*. Datele măsurate constau în seturi de câte 5 - 6 curbe de rezistivitate sau conductivitate electrică aparentă care se raportează unor volume de mediu diferite. Software-ul deosebit de complex al acestor dispozitive asigură atât corectarea automată a curbelor de rezistivitate / conductivitate aparentă pentru influența condițiilor specifice de măsură din gaura de sondă, cât și determinarea automată (prin modelare electrică inversă 1-D sau 2-D), în timp real, a  $\rho_R$ ,  $\rho_{io}$  și a diametrului zonei de invazie cu filtrat de noroi în formațiunile poroase-permeabile. Superioritatea dispozitivelor de tip *Array* în raport cu dispozitivele inductive sau *Laterolog* convenționale rezidă în caracterizarea mult mai detaliată a profilului de invazie și evaluarea îmbunătățită a rezistivității reale în cazul straterelor subțiri și/sau al invaziilor adânci. Un exemplu de carotaj electric de tip *Array* (cu un dispozitiv HDIL - *High-Definition Induction Log*) este prezentat în Fig. 2 - trasa 2. Stratele colectoare sunt evidențiate foarte clar prin separația accentuată a curbelor de rezistivitate aparentă cu diferite raze de investigare, mărimea relativă a separației dintre diversele curbe corespunzând profilului de invazie cu filtrat de noroi. Curbele de rezistivitate aparentă sunt procesate numeric ("*resolution-matched*") pentru a avea aceeași rezoluție verticală (în cazul prezentat, 2 ft).

Programele moderne de investigare geofizică a sondelor pot include și o serie de metode de imagistică ("*Borehole imaging*") electrică, acustică (ultrasonică) sau optică, de mare rezoluție. În cadrul metodelor de imagistică electrică și acustică pasul vertical de eșantionare în adâncime poate ajunge la 2.54 mm (0.1 inch), mult mai fin decât pasul vertical de eșantionare a diagrafiilor geofizice convenționale (0.1 m sau 0.1524 m), la fiecare nivel de adâncime fiind efectuate, practic simultan, până la 250 măsurători.

Dispozitivele de imagistică electrică (FMS - *Formation MicroScanner*, FMI - *Fullbore Formation MicroImager*, CMI - *Compact MicroImager*, EMI - *Electrical MicroImaging* etc.) sunt folosite exclusiv în sonde netubate săpate cu fluide de foraj pe bază de apă și asigură o acoperire parțială (maximum 80%) a circumferinței peretelui găurii de sondă, cu ajutorul a 4 - 8 patine multielectrod aduse în contact cu peretele (Fig. 3 și Fig. 4). În funcție de tipul dispozitivelor, numărul total al electrozilor variază între 64 și 192, aceștia măsurând, în mod independent, rezistivitatea / conductivitatea electrică a formațiunilor și având o rază de investigare foarte mică (sub 1 inch).

Dispozitivele de imagistică acustică (BHTV - *Borehole Televiewer*, ABI - *Acoustic Borehole Imager*, UBI - *Ultrasonic Borehole Imager*, CBIL - *Circumferential Borehole Imaging Log*, CAST - *Circumferential Acoustic Scanning Tool* etc.) pot fi utilizate atât în sonde netubate cât și în sonde tubate, în prezența fluidelor de foraj pe bază de apă sau țitei cu densități mai mici decât  $1.8 \text{ g/cm}^3$ , asigurând o acoperire completă ( $360^\circ$ ) a circumferinței peretelui găurii de sondă, prin intermediul unui transducer (emițător - receptor) ultrasonic rotativ care baleiază peretele (Fig. 5). Se măsoară amplitudinea semnalului ultrasonic recepționat, după reflexia acestuia pe perete, și timpul de parcurs al semnalului, între emisie și recepție ("*two-way travel time*"). Amplitudinea depinde de contrastul de impedanță acustică dintre fluidul de foraj și formațiunile și, de asemenea, de rugozitatea peretelui sondei. Formațiunile caracterizate de o viteză mică de propagare a undelor elastice, densitate mică sau porozitate mare, ca și zonele rugoase/neregulate ale găurii de sondă, generează amplitudini reduse, în timp ce formațiunile compacte, cu viteză mare de propagare, densitate mare și porozitate mică se manifestă prin creșteri de amplitudine. Timpul de parcurs măsurat depinde de variațiile diametrului găurii de sondă, putând fi convertit, prin prelucrare, într-o cavernogramă acustică de mare rezoluție ("*acoustic caliper*").

Dispozitivele de imagistică optică (OBI - *Optical Borehole Imager*, OPTV - *Optical Televiewer* etc.) sunt reprezentate de camere video digitale de o construcție specială, care furnizează în timp real o imagine color completă ( $360^\circ$ ) a peretelui găurii de sondă, putând fi utilizate în sondele netubate săpate cu aer/gaze sau fluide de foraj pe bază de apă (fără particule aflate în suspensie) sau în sondele tubate. Datorită ratei foarte ridicate de eșantionare orizontală și verticală, dispozitivele geofizice de imagistică generează un volum extrem de mare de date care, printr-o prelucrare software adecvată, pot fi convertite într-o imagine ("*hartă*") detaliată a variațiilor de rezistivitate/conductivitate electrică sau de reflectivitate acustică ale formațiunilor traversate de sondă. Aceste imagini sunt orientate în raport cu Nordul magnetic sau geografic și pot fi vizualizate 2-D sau 3-D (sub forma unor "carote virtuale"), rezoluția detaliilor fiind de ordin milimetric / submilimetric. De obicei, imaginile electrice au rezoluții spațiale și de amplitudine (gamă dinamică) mult mai bune decât imaginile acustice, datorită faptului că formațiunile investigate prezintă contraste de rezistivitate/conductivitate mult mai mari decât contrastele de impedanță acustică.

Pentru anumite aplicații geologice-geofizice și de inginerie de rezervor, imaginile electrice, acustice sau optice ale interiorului găurii de sondă pot suplini extragerea de carote mecanice (operațiune ce presupune costuri ridicate și, uneori, o recuperare incompletă a carotelor), oferind în același timp o flexibilitate crescută în interpretarea datelor. Aplicațiile metodelor de imagistică electrică, acustică și optică sunt multiple, incluzând: determinarea orientării stratelor, evidențierea stratelor subțiri și a laminațiilor în rezervoarele nisipoase-argiloase, identificarea și caracterizarea discordanțelor, faliilor, fracturilor și fisurilor, determinarea direcției și estimarea magnitudinii stress-ului tectonic orizontal, evaluarea porozității secundare, caracterizarea litologică a formațiunilor, analize sedimentologice și stratigrafice de mare detaliu, controlul interiorului coloanelor de tubaj etc.

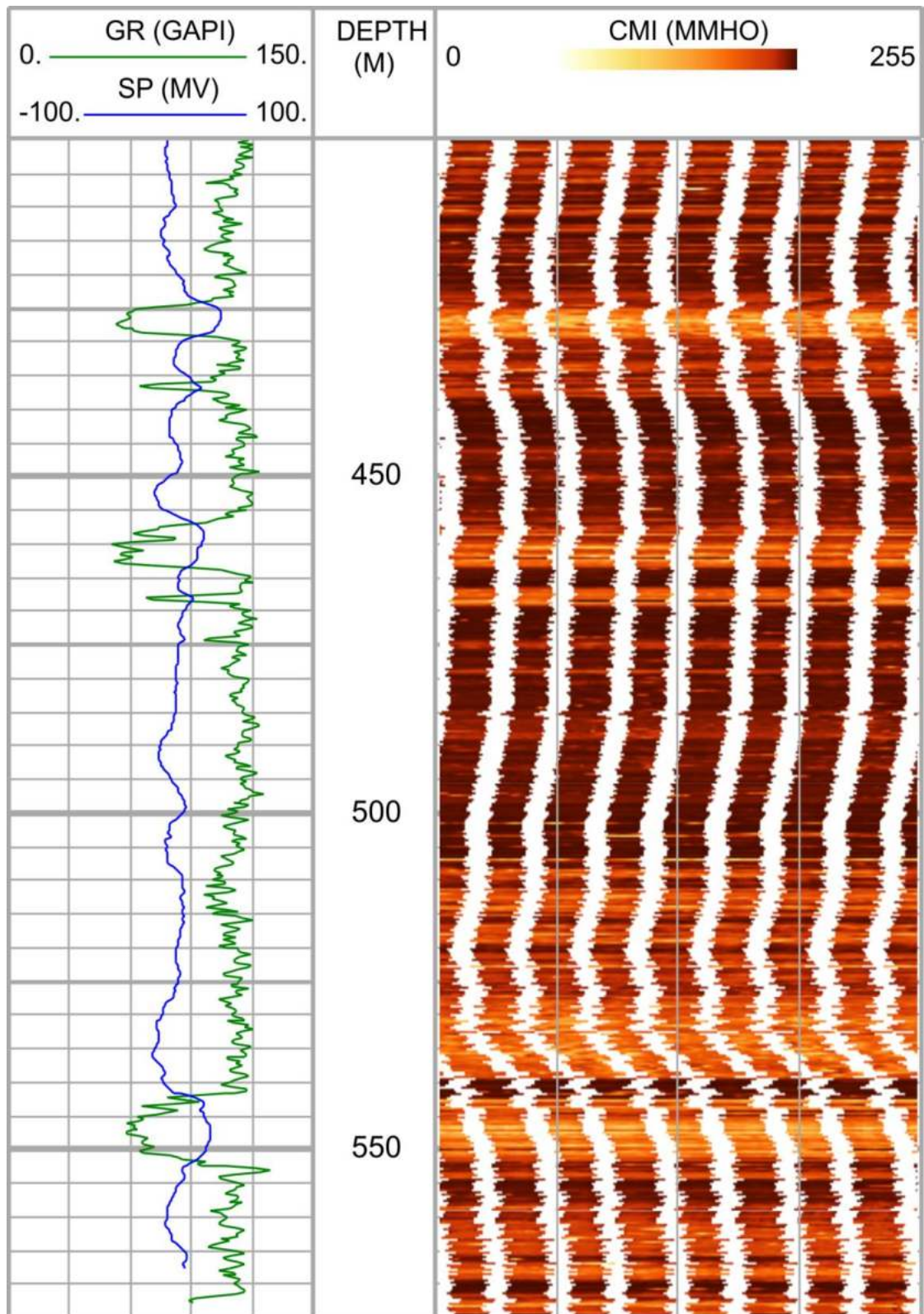


Fig. 3. Exemplu de imagine electrică de mare rezoluție a interiorului unei sonde netubate, înregistrată cu un scanner de tip CMI (Compact MicroImager). Trasa 1: radioactivitatea gama naturală totală (GR) și potențialul spontan (SP), prezentate pentru corelare. Trasa 2: variațiile de conductivitate electrică aparentă măsurată de electrozii plasați pe patinele dispozitivului (8 patine, totalizând 176 electrozi). Valorile de conductivitate aparentă pot fi normalizate static sau dinamic și sunt reprezentate într-o scară relativă, sub forma unui spectru continuu de culori.

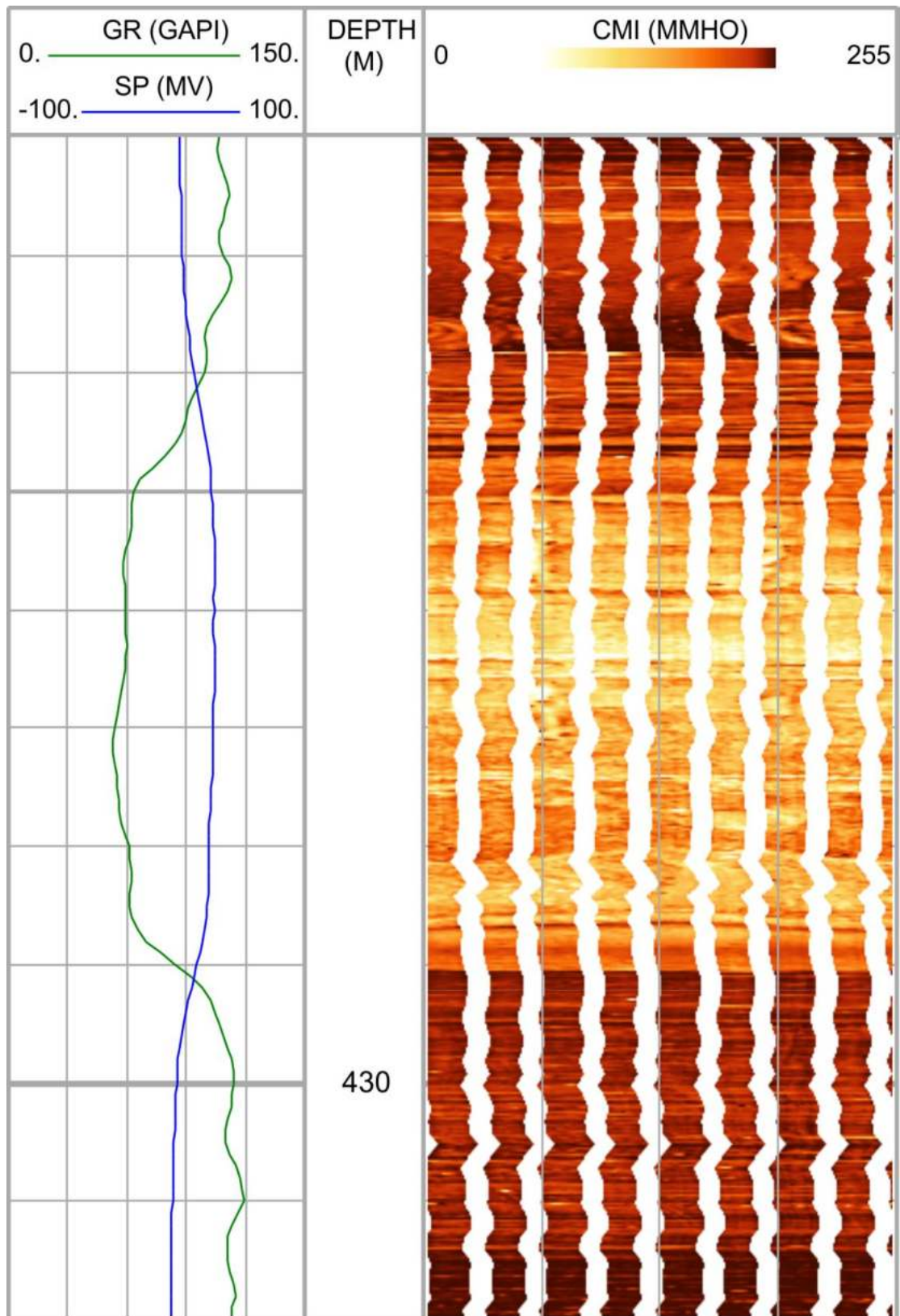


Fig. 4. Detaliu al imaginii electrice prezentate în Fig. 3, pe intervalul de adâncime 422 - 432 m, ilustrând diferența de rezoluție dintre metodele geofizice convenționale și metodele de imagistică. Pe imaginea electrică sunt foarte bine evidențiate suprafețele de stratificație și limitele litologice. Intervalul 425 - 429 m corespunde unui strat poros-permeabil nisipos, mărginit de argile.

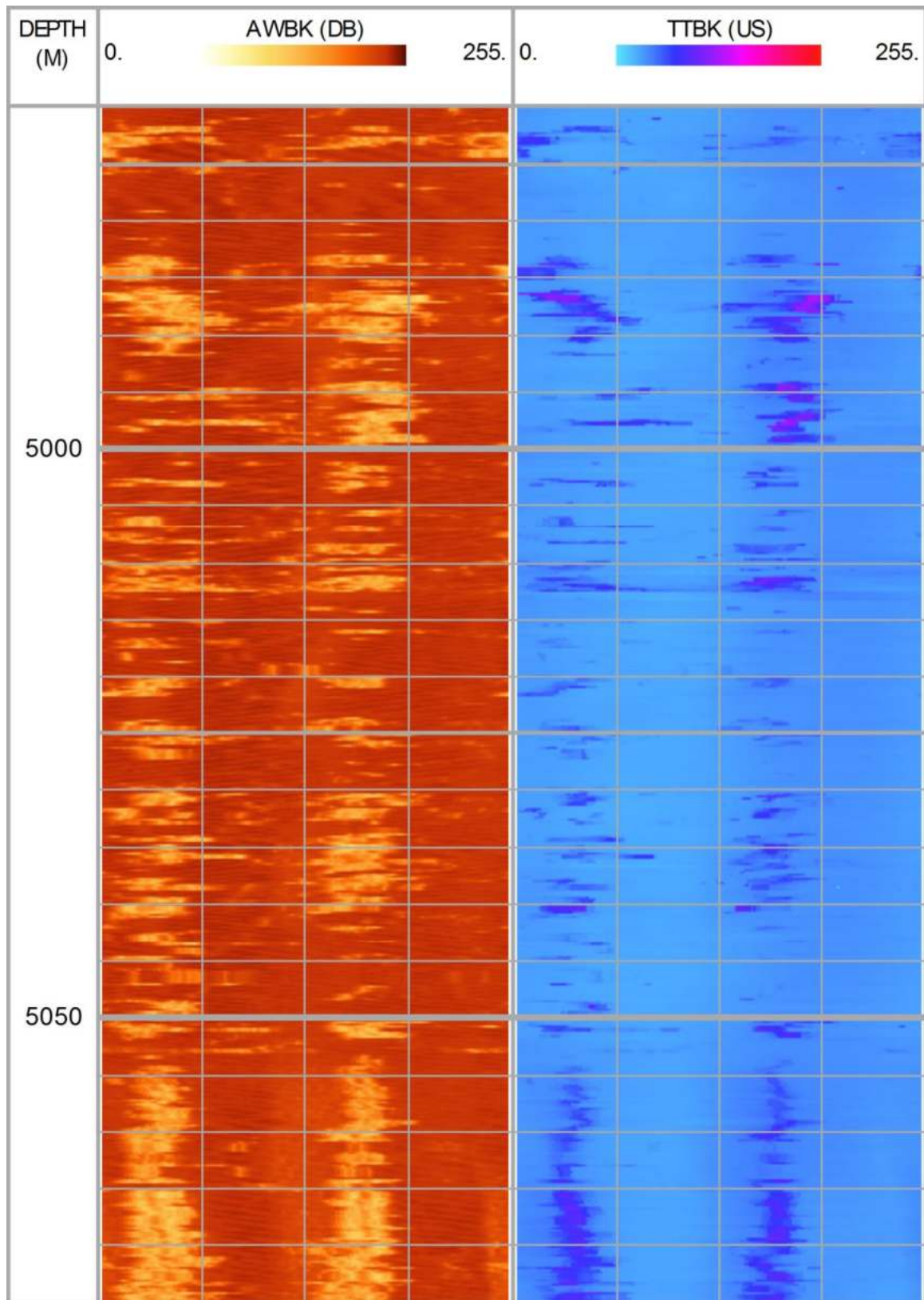


Fig. 5. Exemplu de imagine acustică de mare rezoluție a interiorului unei sonde netubate, înregistrată cu un scanner de tip UBI (Ultrasonic Borehole Imager). Trasa 1: Amplitudinea semnalului acustic reflectat de peretele găurii de sondă. Trasa 2: Timpul de parcurs (emisie - recepție) al semnalului acustic. Valorile de amplitudine și timp de parcurs pot fi normalizate static sau dinamic și sunt reprezentate într-o scară relativă, sub forma unui spectru continuu de culori.



## Anexa 1 - Program clasic de investigare geofizică în sonde netubate

Tipul fluidului de foraj	Tipul formațiunilor	Parametrul	Metoda geofizică
Dulce	Moi Medii	<b>P</b>	Carotaj neutronic Carotaj de densitate Carotaj acustic de viteză Microcarotaj + Cavernometrie
		<b><math>\rho_R</math></b>	Carotaj electric special sau carotaj electric lateral (DRR, BKZ) Carotaj electric-inducție Carotaj inductiv dual
		<b><math>\rho_{ai}</math></b>	<b>x</b>
	Dure	<b>P</b>	Carotaj neutronic Carotaj de densitate Carotaj acustic de viteză Microlaterolog + Cavernometrie
		<b><math>\rho_R</math></b>	Carotaj electric special sau carotaj electric lateral (DRR, BKZ) Laterolog 3 sau 7 Laterolog dual
		<b><math>\rho_{ai}</math></b>	<b>x</b>
Mineralizat	Moi	<b>P</b>	Carotaj neutronic Carotaj de densitate Carotaj acustic de viteză Microlaterolog + Cavernometrie
	Medii Dure	<b><math>\rho_R</math></b>	Laterolog 3 sau 7 Laterolog dual
	<b><math>\rho_{ai}</math></b>	<b>x</b>	
Emulsie inversă	Moi	<b>P</b>	Carotaj neutronic Carotaj de densitate Carotaj acustic de viteză
	Medii Dure	<b><math>\rho_R</math></b>	Carotaj electric-inducție (fără PS și curba potențială de 16") Carotaj inductiv dual (fără curba LL8 sau SFL)
	<b><math>\rho_{ai}</math></b>	<b>x</b>	

**x** - rezistivitatea apelor interstițiale (de formațiune sau de zăcământ) se poate determina din:

- Curba de potențial spontan (în cazul utilizării noroaielor dulci);
- Metoda rezistivității aparente a apelor de formațiune -  $\rho_{A,ai}$ ;
- Dependențe între rezistivitatea reală și porozitate, densitate sau timpul de parcurs acustic -  $\rho_R = f(P)$ ,  $\rho_R = f(\delta)$ ,  $\rho_R = f(\Delta t)$ ;
- Datele de salinitate din probe de ape de la sonde, eventual structuri, vecine;
- Hărți de izosalinitate;
- Probe de tester de formațiune.

## Anexa 2 - Operațiuni și măsurători geofizice de completare sau tehnice

Tipul sondei	Tipul fluidului de foraj	Tipul formațiunilor	Metoda geofizică
Gaură liberă	Indiferent de tipul fluidului din sondă	Indiferent de tipul formațiunilor	Pandajmetrie Deviație Cavernometrie Termometrie Temperatură maximală
Gaură liberă	Aer sau gaze	Indiferent de tipul formațiunilor	Carotaj radioactiv Carotaj inductiv Deviație Cavernometrie Temperatură maximală
Gaură tubată	Indiferent de tipul fluidului din sondă	Indiferent de tipul formațiunilor	Carotaj radioactiv de corelare Carotaj radioactiv de perforare Carotaj neutronic în impulsuri Carotaj acustic de cimentare Locator magnetic de mufe Deviație (fără azimut) Cavernometrie Cavernometrie multisenzor (24, 40, 60 brațe) pentru inspecția tubajului Termometrie Temperatură maximală Tipul, densitatea, debitul și presiunea fluidelor din sondă Perforare cu jet cumulativ

# 2

## **ELEMENTE DE ANALIZĂ ȘI INTERPRETARE A DIAGRAFIILOR GEOFIZICE**

- REGULI GENERALE PENTRU CITIREA ȘI SELECTAREA VALORILOR PE DIAGRAFIILE GEOFIZICE**
- SELECTAREA PARAMETRILOR PETROFIZICI AI FLUIDELOR, MATRICEI MINERALE ȘI ARGILELOR**
- SELECTAREA PARAMETRILOR ARCHIE**
- PARTICULARITĂȚI ALE RĂSPUNSULUI DIAGRAFIILOR GEOFIZICE ÎN FORMAȚIUNI NISIPOASE-ARGILOASE ("SHALY SANDS")**
- CRITERII ȘI TEHNICI DE EVALUARE RAPIDĂ A FORMAȚIUNILOR**

## 2.1. REGULI GENERALE PENTRU CITIREA ȘI SELECTAREA VALORILOR PE DIAGRAFIILE GEOFIZICE

Pentru analiza și interpretarea diagrafiilor geofizice ("*Log analysis*") este necesară citirea sau selectarea unor valori petrofizice reprezentative, în zonele de interes și în alte intervale importante, cum ar fi argilele sau formațiunile acvifere. Selectarea de pe diagrafii a valorilor reprezentative și a unor parametri de interpretare corecți este cea mai importantă etapă pentru interpretarea cantitativă. Oricât de sofisticată ar fi prelucrarea matematică a diagrafiilor, ea nu poate compensa alegerea eronată a valorilor/parametrilor. Adesea, interpretatorii începători întâmpină dificultăți în selectarea datelor reprezentative sau pornesc de la premiza că această etapă este simplă și nu necesită o analiză amănunțită.

În scopul asigurării corectitudinii și reproductibilității interpretării diagrafiilor geofizice, este necesar ca selectarea valorilor/parametrilor să fie efectuată respectând întotdeauna un set de reguli de bază, în urma analizei curbelor, crossplot-urilor (dependențe duale între diverși parametri petrofizici) sau a valorilor numerice din fișierele de date (Fig. 6).

Selectarea pe diagrafiile geofizice a unor valori reprezentative devine mai ușoară dacă diagrafiile sunt transformate în profile de tip "treaptă" de variație cu adâncimea a parametrilor măsurați (Fig. 7). În literatura de specialitate, acest procedeu este cunoscut sub denumirea sugestivă "*boxing the log*". Se trasează o succesiune de drepte horizontale la nivelul limitelor de separație dintre strate ("*bed boundaries*"), prin punctele de inflexiune ale fiecărei diagrafii. Apoi, pentru fiecare diagrafie se trasează drepte verticale prin punctele de minim sau maxim ("*peaks*"), transformând-o astfel într-o succesiune de "trepte" individuale, caracterizate prin valori unice ale parametrilor măsurați. Alegerea punctelor de minim sau maxim ca valori reprezentative este metoda adecvată în cazul stratelor subțiri ("*thin beds*") din intervalul analizat. Unele carotaje geofizice (ex. carotajele electrice de rezistivitate aparentă și potențial spontan) necesită corectarea ulterioară a valorilor citite pe diagrafii în dreptul acestor strate, pentru eliminarea influenței stratelor adiacente ("*thin bed corrections*"). Pentru stratele groase ("*thick beds*") se alege ca reprezentativă o valoare unică medie, dacă diagrafia nu prezintă variații importante. În cazul carotajelor geofizice de porozitate (neutronic, densitate și acustic de viteză), radioactivitate gama naturală, electrice focalizate (*Laterolog*) sau de tip *Array Induction*, stratele groase sunt cele cu o grosime  $h \geq 6$  ft (2 m). În cazul dispozitivelor geofizice de investigare cu rezoluție verticală mai slabă, utilizate în trecut (ex. carotajul inductiv în varianta Electric-Inducție), se pot considera strate groase cele cu  $h \geq 15$  ft (5 m).

În general, este necesară delimitarea pe diagrafii a unui nou strat de fiecare dată când porozitatea formațiunilor variază cu cel puțin 2% (unități de porozitate) sau când rezistivitatea aparentă și/sau radioactivitatea gama naturală variază relativ cu cel puțin 10% față de valorile adiacente. Se trasează limitele de separație inferioare și superioare ale fiecărui rezervor relativ curat (neargilos), apoi în cadrul rezervorului identificat se trasează limite suplimentare, care să marcheze variațiile importante de porozitate și/sau rezistivitate (de obicei, aceste variații sunt determinate de interfețele dintre apă și petrol sau gaze). Intervalul cuprins între limitele inferioară și superioară ale unei formațiuni relativ curate (neargiloase) este denumit *zonă*, iar limitele de separație din interiorul unei zone definesc *subzonă* ("*layers*"). Fiecare subzonă trebuie, ulterior, analizată și interpretată individual, pe baza selectării de pe diagrafii a unor valori reprezentative ale parametrilor măsurați. Este important de menționat că în majoritatea situațiilor nu se recomandă citirea/selectarea de valori pe zonele de pantă ale diagrafiilor geofizice. Aceste zone corespund limitelor de separație dintre strate sau au semnificația unor tranziții de la o valoare la alta ale unor parametri petrofizici (ex. porozitatea, saturația în apă sau hidrocarburi etc.). Valorile medii citite pe diagrafii la jumătatea acestor zone de pantă pot fi, uneori, semnificative dar, de asemenea, pot conduce și la erori de interpretare.

```

~VERSION INFORMATION
VERS.      2.0      : CWLS Log ASCII Standard - VERSION 2.0
WRAP.      NO      : One Line per depth step
PROD. Schlumberger : LAS Producer
PROG. DLIS to ASCII 2.3 : LAS Program name and version
#-----#
~WELL INFORMATION
#MNM .UNIT  DATA      DESCRIPTION
#-----#
STRT .M      200.1012   : START DEPTH
STOP .M      1613.6112  : STOP DEPTH
STEP .M      0.1524    : STEP
NULL .      -999.25    : NULL VALUE
COMP .      Petrom     : COMPANY
WELL .      621 Oprisenesti : WELL
FLD .      Oprisenesti  : FIELD
LOC .      Land       : LOCATION
CNTY .      Braila     : COUNTY
STAT .      : STATE
CTRY .      Romania    : COUNTRY
API .      : API NUMBER
UWI .      : UNIQUE WELL ID
DATE .      30-Aug-2006  : LOG DATE {DD-MMM-YYYY}
SRVC .      Schlumberger : SERVICE COMPANY
#-----#
~PARAMETER INFORMATION
#MNM .UNIT  VALUE      DESCRIPTION
#-----#
MCST .DEGC  26.00000    : Mud Cake Sample Temperature
RMCS .OHMM  0.24900     : Resistivity of Mud Cake Sample
MFST .DEGC  26.00000    : Mud Filtrate Sample Temperature
RMFS .OHMM  0.12300     : Resistivity of Mud Filtrate Sample
MST .DEGC  26.00000    : Mud Sample Temperature
RMS .OHMM  0.16600     : Resistivity of Mud Sample
RUN .      1          : RUN NUMBER
PDAT .      GROUND LEVEL: Permanent Datum
EPD .M      0.000000    : Elevation of Permanent Datum above Mean Sea Level
LMF .      Drill Floor  : Logging Measured From (Name of Logging Elevation Reference)
APD .M      4.100000    : Elevation of Depth Reference (LMF) above Permanent Datum
#-----#
~CURVE INFORMATION
#MNM .UNIT  API CODE  DESCRIPTION
#-----#
DEPT .M      : DEPTH (BOREHOLE) {F10.4}
GR .GAPI     : Gamma-Ray {F13.4}
TNPH .V/V    : Thermal Neutron Porosity {F13.4}
PEFZ .B/E    : HRDD Standard Resolution Formation Photoelectric Factor {F13.4}
RHOZ .G/C3   : HRDD Standard Resolution Formation Density {F13.4}
AHO10 .OHMM  : Array Induction One Foot Resistivity A10 {F13.4}
AHO90 .OHMM  : Array Induction One Foot Resistivity A90 {F13.4}
#-----#
#
# DEPT    GR      TNPH    PEFZ    RHOZ    AHO10   AHO90
#
~A
200.1012  92.3388  0.4904  2.6508  2.0856  3.3394  1.1090
200.2536  87.7323  0.4790  2.7234  2.1260  1.3615  1.0179
200.4060  86.8278  0.4834  2.7784  2.1405  1.9718  1.2539
200.5584  92.2546  0.4184  2.8289  2.1189  1.9062  1.5860
200.7108  95.5709  0.4411  2.8894  2.0690  2.3067  2.6710
200.8632  95.1187  0.4286  2.9790  2.0388  2.3963  5.4895
201.0156  92.7068  0.4902  3.0066  2.0438  1.7811  7.7850

```

Fig. 6. Exemplu de fișier de date geofizice de sondă în format .LAS (Log ASCII Standard). Pasul de eșantionare în adâncime a diagrafilor convenționale este, de obicei, 0.1 m sau 0.1524 m (1/2 ft). Pentru metodele geofizice de mare rezoluție, pasul vertical de eșantionare poate fi 2.54 mm (0.1 inch).

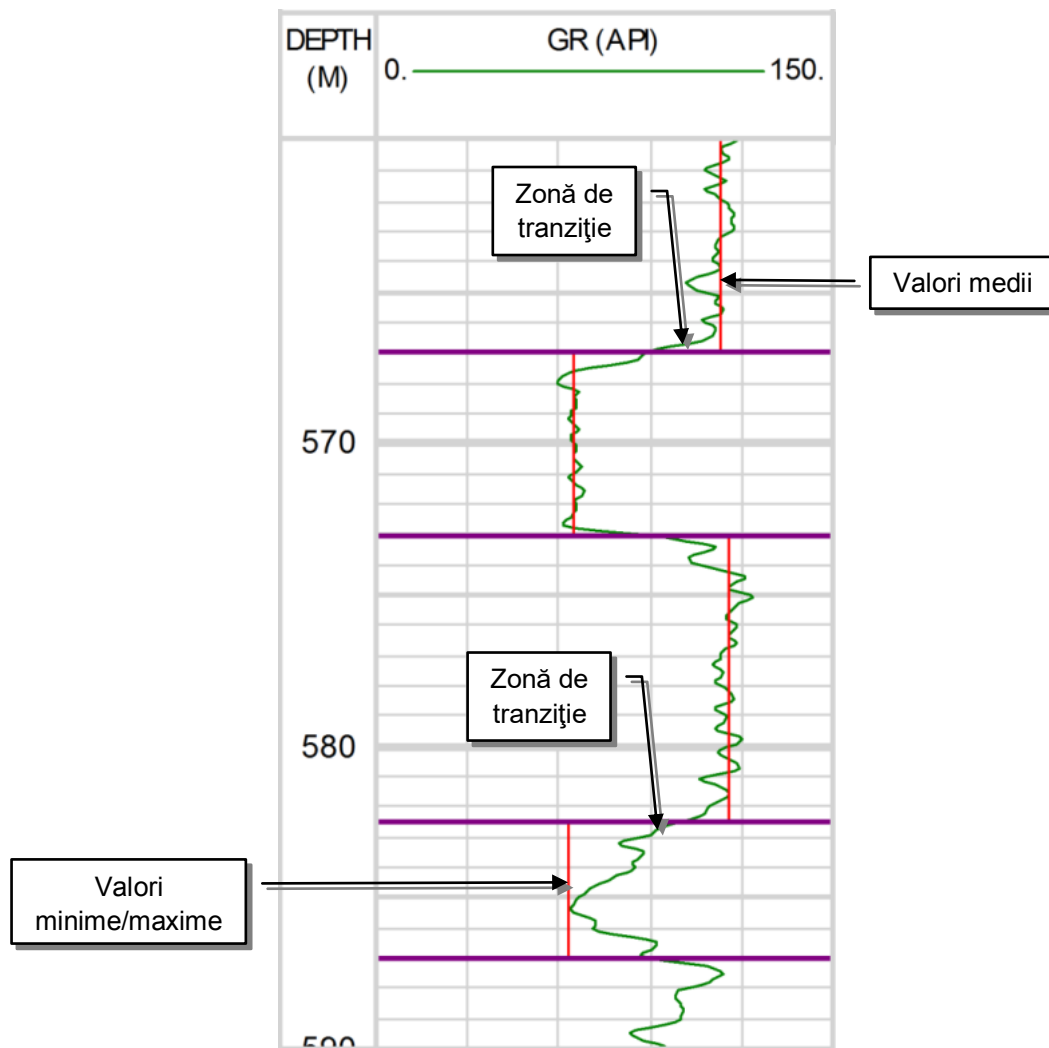


Fig. 7. Ilustrarea procedurii de zonare și citire a valorilor pe diagramele geofizice. Dreptele orizontale (limitele straturilor) și verticale (valorile selectate) definesc "trepte" care încadrează diagramele și permit selectarea valorilor reprezentative. În straturile subțiri valorile selectate sunt cele minime/maxime, iar în straturile groase se selectează valorile medii.

În Fig. 8 este prezentat un exemplu de zonare a unui set de diagrame electrice (investigare de tip *Dual Laterolog*, combinat cu un microdispozitiv de rezistivitate aparentă) într-o sondă săpată cu fluid de foraj mineralizat. Curbele reprezentate sunt:  $SP = \Delta V_{PS}$  = potențialul spontan;  $RD = \rho_{A,LLD}$  = rezistivitatea aparentă măsurată de dispozitivul cu investigație adâncă *Deep Laterolog*, aproximând rezistivitatea zonei neinvadate a straturilor colectoare ( $\rho_R$ );  $RS = \rho_{A,LLS}$  = rezistivitatea aparentă măsurată de dispozitivul cu investigație superficială *Shallow Laterolog*, aproximând rezistivitatea zonei invadate a straturilor colectoare ( $\rho_i$ );  $RMLL = \rho_{A,MLL}$  = rezistivitatea aparentă măsurată de un microdispozitiv focalizat (*Microlaterolog*), aproximând rezistivitatea subzonei spălate a straturilor colectoare ( $\rho_{io}$ ). Zonele 4, 6, 8, 10 și 12 corespund unor nisipuri acvifere saturate cu apă de formațiune având o rezistivitate mai mare decât cea a filtratului de noroi, ceea ce determină apariția unor anomalii inversate (electropozitive) pe curba  $SP$ . Zona 2 corespunde unui interval nisipos productiv (gazeifer), marcat de o creștere a rezistivității aparente pe curbele  $RD$ ,  $RS$  și  $RMLL$ . Între straturile nisipoase identificate există intercalații relativ subțiri de argile, iar în părțile superioară și inferioară (zonele 1 și 13) ale intervalului sunt prezente argile masive. În aceste secvențe argiloase groase diagramele geofizice prezintă un răspuns practic constant.

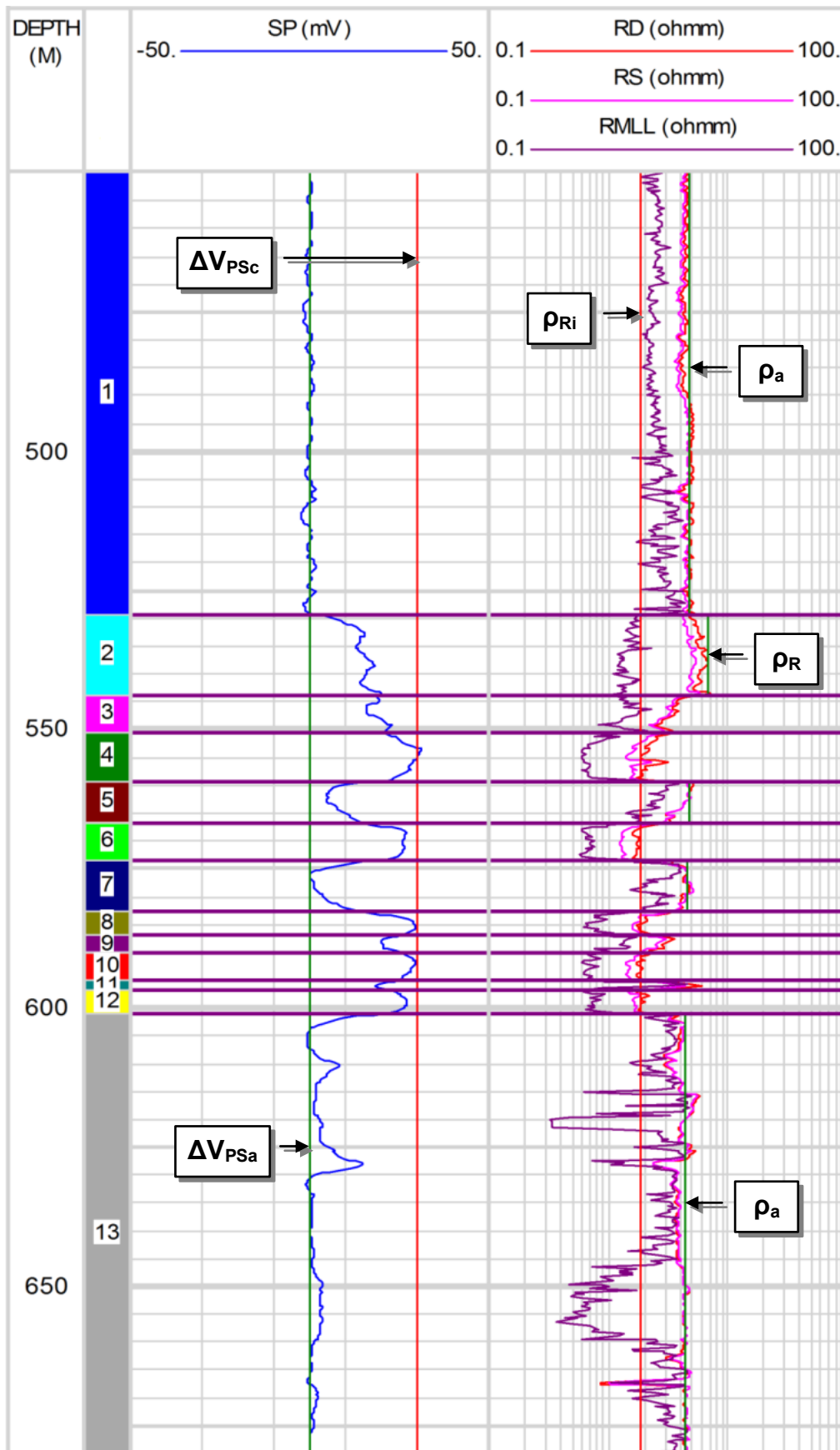


Fig. 8. Exemplu de zonare a diagrafiilor geofizice și de selectare a unor parametri de interpretare în cazul unui set de diagrafi electrici.

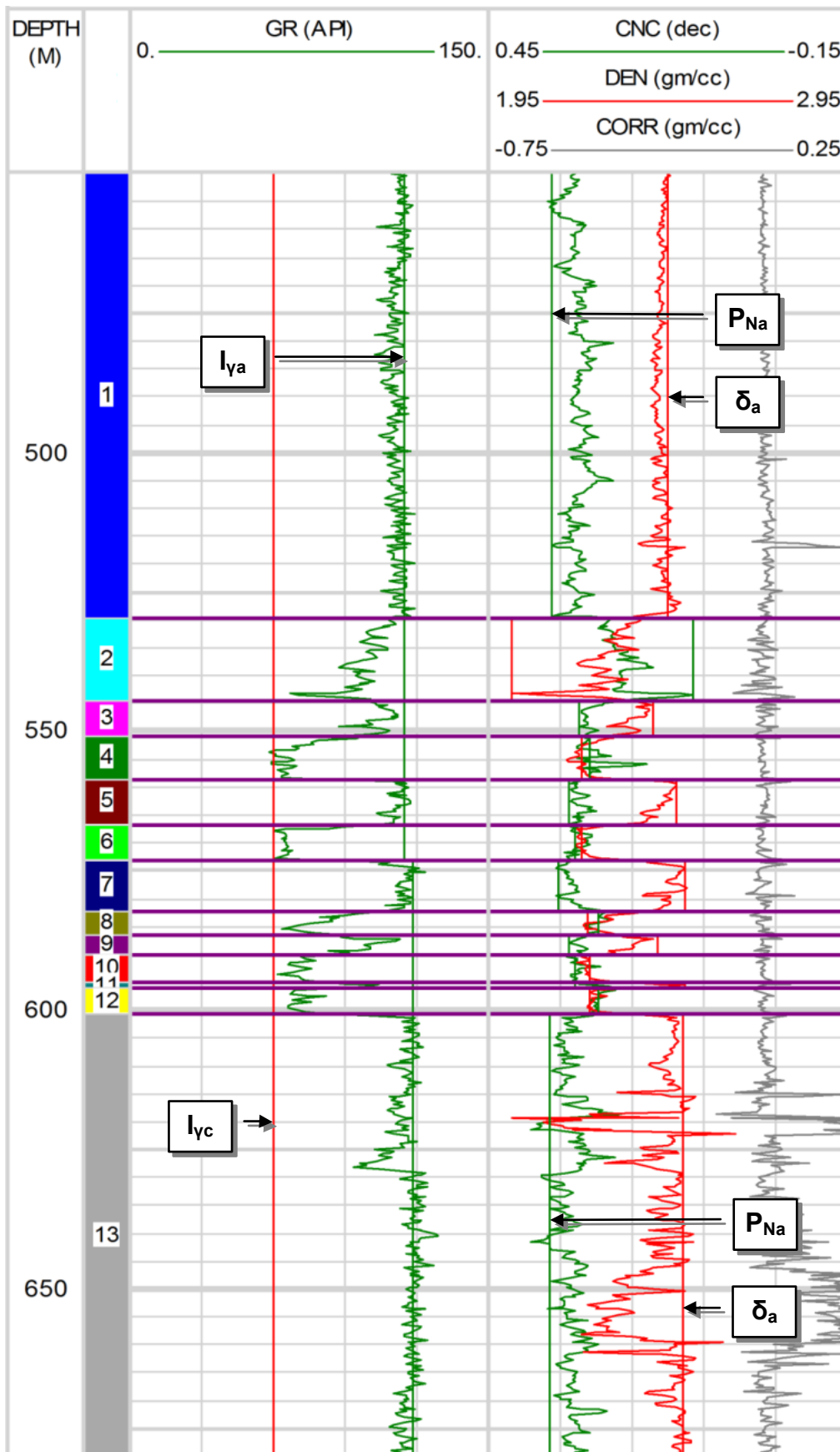


Fig. 9. Exemplu de zonare a diagrafiilor geofizice și de selectare a unor parametri de interpretare în cazul unui set de diagrafi radioactive.



În Fig. 9 este prezentată zonarea unui set de diagrafi radioactive înregistrate pe același interval de adâncime în sonda analizată. Curbele reprezentate sunt:  $GR = I_V$  = radioactivitatea gama naturală totală;  $CNC = P_N$  = porozitatea neutronică raportată la matrice calcar (carotaj neutron-neutronic compensat);  $DEN = \delta$  = densitatea globală a formațiunilor (carotaj gama-gama de densitate compensat);  $CORR = \Delta t$  = corecția densității pentru efectul turtei de noroi și rugozității găurii de sondă (efectuată automat de dispozitivul gama-gama de densitate compensat). Se observă rezoluția verticală mai bună a diagrafiilor radioactive în raport cu cele electrice, ceea ce permite o zonare mai precisă a formațiunilor. Și în acest caz, intervalele argiloase groase corespunzătoare zonelor 1 și 13 se caracterizează printr-un răspuns geofizic relativ constant, mai ales pe curba  $GR$ . Curbele neutronice și, în special, cele de densitate sunt mai sensibile la condițiile nefavorabile de măsură din gaura de sondă (cavernări/excavări, rugozitatea pereților, prezența turtei de noroi etc.) și prezintă, adeseori, fluctuații chiar pe intervalele cu litologie uniformă.

Înainte de zonarea diagrafiilor geofizice, selectarea parametrilor de interpretare și efectuarea interpretării propriu-zise, este întotdeauna necesară verificarea acestora din punct de vedere al adâncimii. Datorită variațiilor de elasticitate a cablului geofizic și a forțelor de frecare inegale care acționează asupra dispozitivelor de investigare, anomaliile înregistrate în dreptul aceluiași strat se pot regăsi la adâncimi ușor diferite pe diversele diagrafi. Aceste discrepanțe de adâncime nu sunt constante și trebuie corectate (etapă cunoscută sub denumirea de "*depth matching*" sau "*depth shifting*") prin corelarea manuală sau automată a diagrafiilor, una dintre ele (de obicei curba  $I_V$ ) fiind utilizată ca referință de adâncime.

În cazul diagrafiilor geofizice înregistrate în mai multe marșuri, o altă etapă de prelucrare necesară este aceea de concatenare (combinare) a segmentelor individuale sub forma unei curbe continue ("*curve splicing*"). Această concatenare se poate realiza manual sau automat, prin determinarea corelației optime dintre diferitele segmente de diagrafie în zonele lor de suprapunere ("*overlap sections*").

De asemenea, înainte de interpretare este util să se verifice calibrarea diagrafiilor de porozitate în anumite formațiuni-reper ("*marker beds*" sau "*check beds*"), al căror răspuns geofizic este binecunoscut și caracteristic. În Tabelul 1 sunt prezentate câteva tipuri de minerale/roci și formațiuni care pot fi utilizate în acest scop.

Tabelul 1. Răspunsuri tipice ale diagrafiilor geofizice în formațiuni-reper.

	$\delta$ (g/cm <sup>3</sup> )	$P_N$ (%)	$\Delta t$ (μs/ft)	$\rho_R$ (Ωm)	$I_V$ (API)	$Pe$ (barn/electron)
Anhidrit	2.98	≈ -1.0	50	> 500	< 20	5.05
Sare (halit)	2.04	≈ -1.5	67	> 500	< 20	4.65
Cărbuni	1.2 - 1.7	38 - 70	105 - 160	medie	de obicei, mică	0.16 - 0.20
Formațiuni cu porozitate scăzută	Pe dependențele $\delta = f(P_N)$ , $\Delta t = f(P_N)$ sau $\delta = f(\Delta t)$ intersecția perechilor de valori $\delta$ , $P_N$ și $\Delta t$ măsurate se plasează aproximativ pe curbele teoretice de porozitate-litologie corespunzătoare principalelor matrice minerale ( cuarț, calcit, dolomit).					

$\delta$  - densitatea globală;  $P_N$  - porozitatea neutronică raportată la matrice calcar;  $\Delta t$  - timpul de parcurs acustic;  $\rho_R$  - rezistivitatea reală;  $I_V$  - radioactivitatea naturală gama;  $Pe$  - indicele de absorbție fotoelectrică.

Dacă răspunsurile măsurate în formațiuni-reper nu sunt apropiate de valorile menționate sau nu se încadrează în domeniile menționate, este necesar ca diagrafiile să fie ajustate (deplasate într-o direcție sau alta) prin adăugarea unor corecții pozitive sau negative. În cazul în care nu sunt prezente intervale cu anhidrit sau sare gemă, pentru verificarea calibrării diagrafiilor se pot utiliza formațiuni cu porozitate foarte mică. În aceste formațiuni, porozitățile deduse din diagrafiile neutronică ( $P_N$ ), de densitate ( $P_D$ ) și acustică ( $P_A$ ), pentru o anumită matrice minerală și presupunând că formațiunile sunt saturate cu apă, nu trebuie să difere în mod semnificativ, indiferent de faptul că formațiunile sunt acvifere sau cu conținut de hidrocarburi.

## 2.2. SELECTAREA PARAMETRILOR PETROFIZICI AI FLUIDELOR, MATRICEI MINERALE ȘI ARGILELOR

În general, valorile parametrilor petrofizici ai diverselor fluide de interes pentru interpretarea diagrafiilor geofizice sunt obținute prin măsurători de laborator și trebuie corectate pentru temperatură, presiune și salinitate. Cu anumite excepții (ex. rezistivitatea apelor de formațiune sau filtratului de noroi), aceste valori nu pot fi determinate din diagrafiile.

Parametrii petrofizici ai matricei minerale a rocilor sunt disponibili din literatura de specialitate (ex. Chartbook-urile companiilor de servicii geofizice de sondă). Valorile respective reprezintă răspunsurile diagrafiilor geofizice în mineralele pure, situație rar întâlnită în practică. Uneori, parametrii petrofizici ai matricei minerale pot fi estimați prin citire directă pe diagrafiile, dacă pe intervalul investigat sunt prezente zone cu compoziție minerală relativ pură și cu porozitate practic nulă (Fig. 10). De asemenea, acești parametri pot fi determinați și prin intermediul unor crossplot-uri (ex.  $\rho_R = f(\mathbf{P}_N)$ ,  $\rho_R = f(\delta)$  sau  $\rho_R = f(\Delta t)$ ).

Datorită compoziției variabile a argilelor, parametrii petrofizici ai acestora nu sunt atât de constanți, sau de precis cunoscuți, ca în cazul altor tipuri de minerale și roci. Uzual, parametrii respectivi sunt selectați prin citire directă pe diagrafiile geofizice în stratele de argilă învecinate zonei care este interpretată. De asemenea, parametrii argilelor pot fi determinați din crossplot-uri între diverse diagrafiile (ex.  $I_V = f(\mathbf{P}_N)$ ,  $I_V = f(\delta)$  sau  $I_V = f(\Delta t)$ ).

Trebuie subliniat că pentru selectarea unor parametri petrofizici necesari interpretării cantitative a diagrafiilor geofizice, valorile aproximative/estimate ale acestor parametri trebuie cunoscute în prealabil. Numai în acest caz putem decide dacă valorile obținute prin analiza directă a diagrafiilor sau din crossplot-uri sunt rezonabile și reprezentative pentru parametrii respectivi. Câteva sugestii și modalități practice de selectare adecvată a parametrilor prin analiza diagrafiilor geofizice sunt prezentate în continuare:

1. Rezistivitatea argilelor ( $\rho_a$ ) poate fi obținută ca media valorilor curbei de rezistivitate aparentă cu rază maximă de investigare, în intervale argiloase groase ( $h \geq 15$  ft, echivalent cu  $h \geq 5$  m) situate imediat sub zona de interes. Dacă sonda nu a penetrat o argilă situată sub zona de interes, se va utiliza intervalul argilos situat imediat deasupra zonei respective. În general,  $\rho_a = 1 - 5 \Omega m$  pentru argilele tinere și  $\rho_a = 5 - 25 \Omega m$  pentru argilele vechi, compactizate.
2. Rezistivitatea formațiunilor acvifere ( $\rho_{Ri}$ ) este reprezentată de cea mai scăzută valoare a curbei de rezistivitate aparentă cu rază maximă de investigare, într-un interval saturat cu apă, având o grosime de cel puțin 5 m și situat imediat sub zona de interes care este interpretată. Această valoare este utilizată pentru determinarea rezistivității apelor de formațiune ( $\rho_{ai}$ ), strict necesară pentru calculul saturației în apă ( $S_A$ ).
3. Parametrii petrofizici ai matricei minerale a rocilor (porozitatea neutronică a matricei -  $\mathbf{P}_{Nm}$ , densitatea matricei -  $\delta_m$  și timpul de parcurs acustic în matrice -  $\Delta t_m$ ) sunt, de obicei, imposibil de determinat prin analiza directă a diagrafiilor. O estimare a acestora poate fi obținută identificând pe diagrafiile cele mai mici (și repetabile) valori ale timpului de parcurs acustic  $\Delta t$ , cele mai mari (și repetabile) valori de densitate  $\delta$  și cele mai mici (și repetabile) valori ale porozității neutronice  $\mathbf{P}_N$  din zona de interes care este interpretată. Dacă litologia majoră a zonei este cunoscută, iar aceste valori sunt relativ apropiate de valorile teoretice în matrice, ele pot fi utilizate cu precauție. Dacă litologia zonei respective nu este cunoscută, pentru interpretarea diagrafiilor se vor utiliza răspunsurile teoretice în mineralele pure, cunoscute din literatura de specialitate (ex. SCHLUMBERGER Log Interpretation Charts, 2009).

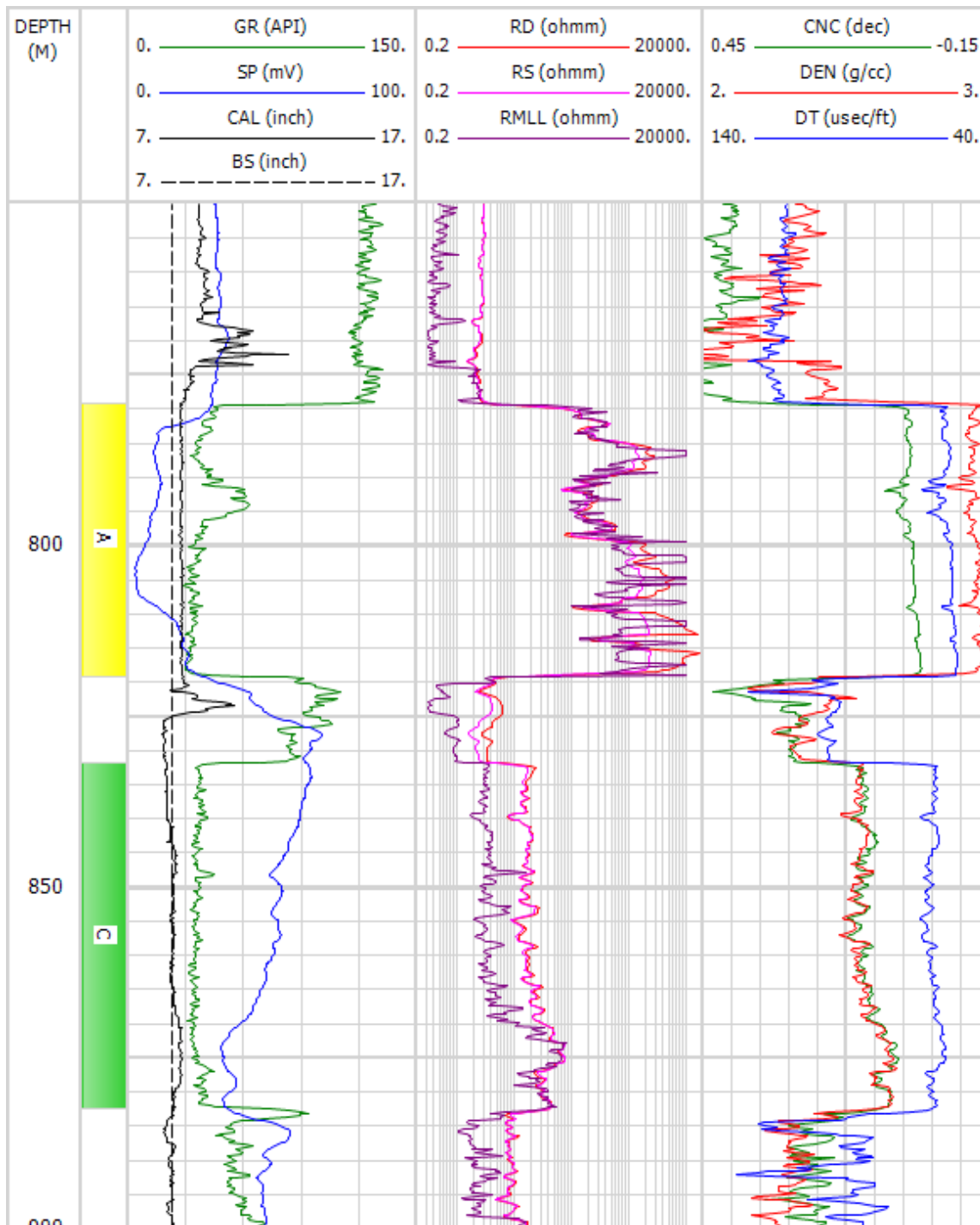


Fig. 10. Set complex de diagrafiile geofizice înregistrate într-o sondă care a interceptat un strat gros și compact de anhidrit Badenian (A), pe intervalul de adâncime 779 - 819 m. Acest strat-reper este foarte bine evidențiat pe toate diagrafiile, datorită proprietăților petrofizice puternic contrastante în raport cu rocile adiacente. Rezistivitatea aparentă  $RD = \rho_{A,LLD}$  (curba Deep Laterolog) depășește local valoarea de 16000  $\Omega m$ , iar pe diagrafiile de porozitate (carotaj neutron-neutronic compensat, carotaj de densitate compensat și carotaj acustic de viteză compensat) se înregistrează, practic, valorile corespunzătoare matricei minerale pure:  $CNC = P_N \approx 0\%$ ,  $DEN = \delta \approx 2.97 \text{ g/cm}^3$ ,  $DT = \Delta t \approx 52 \text{ } \mu\text{s/ft}$ . Stratul gros localizat pe intervalul de adâncime 832 - 882.5 m corespunde unui calcar Cretacic (C), separat de anhidrit printr-o intercalație argiloasă. Diagrafiile de rezistivitate aparentă și de porozitate indică faptul că cea mai compactă zonă a acestui strat se află în bază (872 - 882.5 m), unde porozitatea efectivă  $P$  are valori de cca. 5 - 6%.

4. Porozitatea neutronică ( $P_{Na}$ ), densitatea ( $\delta_a$ ) și timpul de parcurs acustic ( $\Delta t_a$ ) în argile se pot determina, de obicei, ca medii ale valorilor citite pe diagramele respective în intervale argiloase cu o grosime de cel puțin 5 m, situate imediat sub zona de interes care este interpretată. Pentru a obține valori reprezentative ale parametrilor argilei, este necesar ca pe intervalul argilos respectiv gaura de sondă să nu fie cavernată sau rugoasă, iar diagramele să nu prezinte spike-uri sau, în cazul diagramei acustice, salturi de ciclu ("*skipping*"). Parametrii  $P_{Na}$ ,  $\delta_a$  și  $\Delta t_a$  sunt utilizați pentru corectarea diagramei neutronice, de densitate și acustice pentru efectul argilei, iar aceste corecții pot fi eronate dacă parametrii petrofizici ai argilei sunt estimați în mod necorespunzător. Este important de menționat că  $P_{Na}$ ,  $\delta_a$  și  $\Delta t_a$  pot varia destul de mult cu adâncimea, de obicei în cadrul unor intervale mai lungi.
5. Diagrama radioactivității gama naturale  $I_\gamma$  prezintă, de obicei, un răspuns suficient de ridicat (80 - 150 unități API) în argile și de scăzut (5 - 40 unități API) în rocile nisipoase/grezoase și carbonatice curate, permițând astfel o bună identificare și delimitare a rezervoarelor. Scara de înregistrare și contrastul curbelor de potențial spontan  $\Delta V_{PS}$  pot varia considerabil, dar anomaliile electronegative (deflexii spre stânga) corespund frecvent nisipurilor/gresurilor, iar anomaliile electropozitive (deflexii spre dreapta) corespund argilelor, excepție făcând formațiunile nisipoase de mică adâncime, saturate cu ape dulci. În formațiunile carbonatice compacte și rezistive curba de PS este, de regulă, lipsită de contrast și neinterpretabilă.
6. Pentru determinarea conținutului volumetric de argilă ( $C_a$ ) din curbele  $I_\gamma$  și  $\Delta V_{PS}$  este necesară selectarea unor valori de referință pentru formațiunile curate ("*clean line*") și pentru argile ("*shale line*"). În acest sens, valorile - notate convențional -  $I_{\gamma c}$  și  $\Delta V_{PSc}$  vor reprezenta formațiunile cu  $C_a = 0\%$ , iar  $I_{\gamma a}$  și  $\Delta V_{PSa}$  vor reprezenta  $C_a = 100\%$  (argilele pure). Liniile  $I_{\gamma c}$  și  $\Delta V_{PSc}$  se selectează prin identificarea celei mai curate zone din întreg intervalul analizat (valori  $I_\gamma$  minime, anomalii electronegative maxime pe curba  $\Delta V_{PS}$ ). Dacă diagramele prezintă fluctuații sau un anumit nivel de zgomot, iar  $I_{\gamma c}$  și  $\Delta V_{PSc}$  sunt alese ca valori medii, se acceptă ca cel mult 5% din valorile măsurate să fie mai mici decât  $I_{\gamma c}$  și  $\Delta V_{PSc}$  (să se plaseze la stânga acestor linii de referință). Liniile  $I_{\gamma a}$  și  $\Delta V_{PSa}$  se selectează ca medii ale valorilor  $I_\gamma$  și  $\Delta V_{PS}$  din intervalele argiloase groase (în general, intervalele cu valori  $I_\gamma$  maxime și relativ constante și valori  $\Delta V_{PS}$  electropozitive și relativ constante). Cel mult 10% din valorile măsurate pot fi mai mari decât  $I_{\gamma a}$  și  $\Delta V_{PSa}$  (se pot plasa la dreapta acestor linii de referință). Alegerea  $I_{\gamma a}$  trebuie făcută excluzând zonele cu radioactivitate foarte mare, care poate fi determinată de prezența uraniului, sărurilor de potasiu sau a altor minerale radioactive (feldspați potasici, mice, glauconit, minerale grele: zircon, thorit, monazit, epidot, sfen).

Dacă alegerea parametrilor este dificil de efectuat pe baza identificării unor linii/valori de referință, realizarea unor crossplot-uri între diverse diagrame se poate dovedi extrem de utilă în acest sens. Aceasta este metoda preferată de unii interpretatori, chiar dacă necesită o etapă suplimentară de prelucrare pe calculator și nu permite o analiză vizuală directă și rapidă, de tip "*Quick Look*", a diagramei. Crossplot-urile prezintă dezavantajul că pot masca, sau face mai dificil de observat, variațiile cu adâncimea ale parametrilor petrofizici, astfel încât este necesară zonarea adecvată a intervalului interpretat. Un prim exemplu de selectare a parametrilor necesari interpretării cantitative a diagramei geofizice este prezentat în Fig. 11. În trasa 1 sunt figurate principalele curbe utilizate ca indicatori ai argilei, potențialul spontan și radioactivitatea gama naturală.

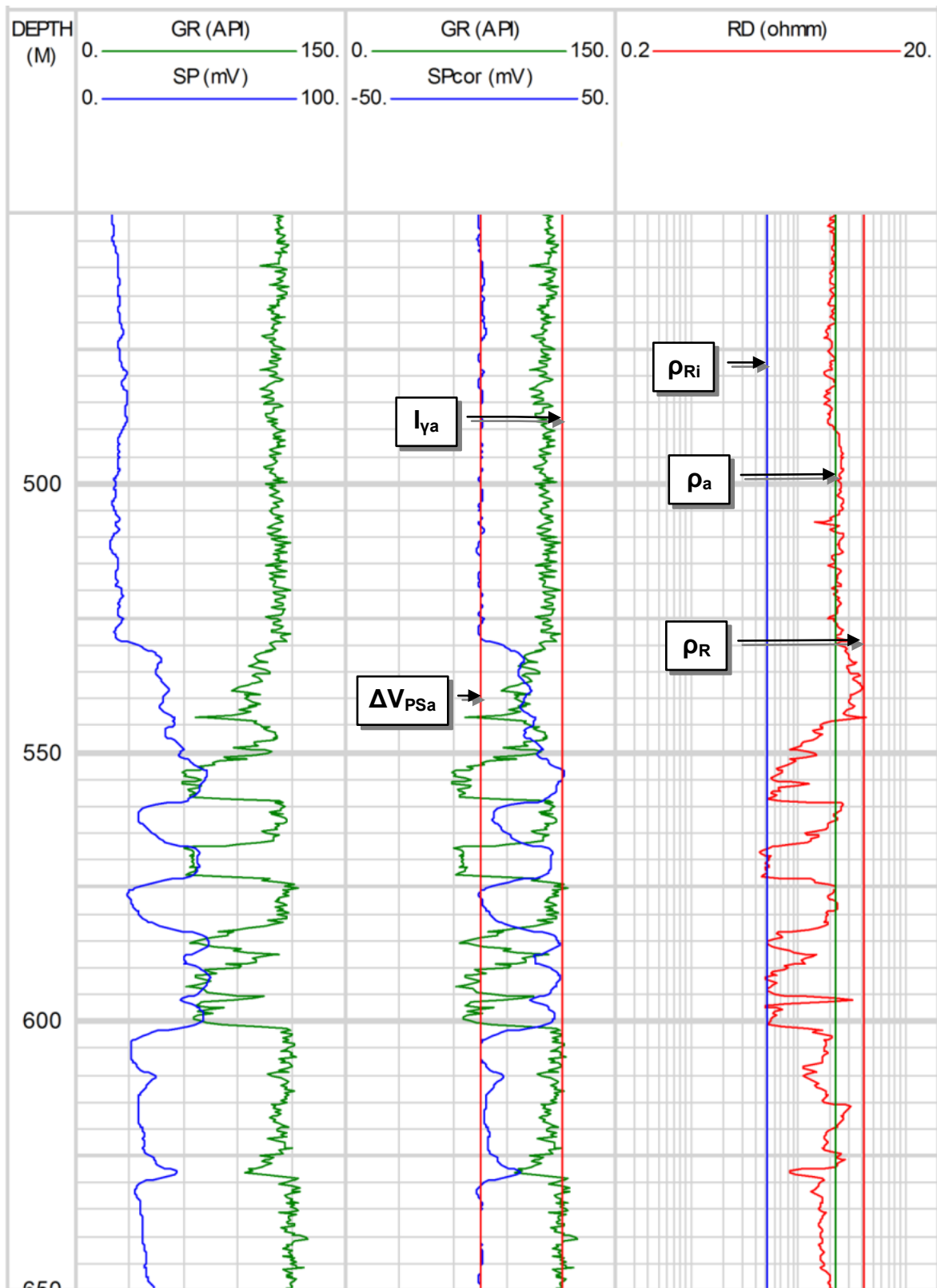


Fig. 11. Selectarea liniilor de referință ale argilelor ("shale line") și a unor parametri de interpretare pe diagrafiile de potențial spontan, radioactivitate gama naturală și rezistivitate aparentă. Sunt indicate valorile rezistivității argilelor ( $\rho_a$ ), rezistivității formațiunilor acvifere ( $\rho_{Ri}$ ) și rezistivității reale a unei formațiuni productive gazeifere ( $\rho_R$ ).

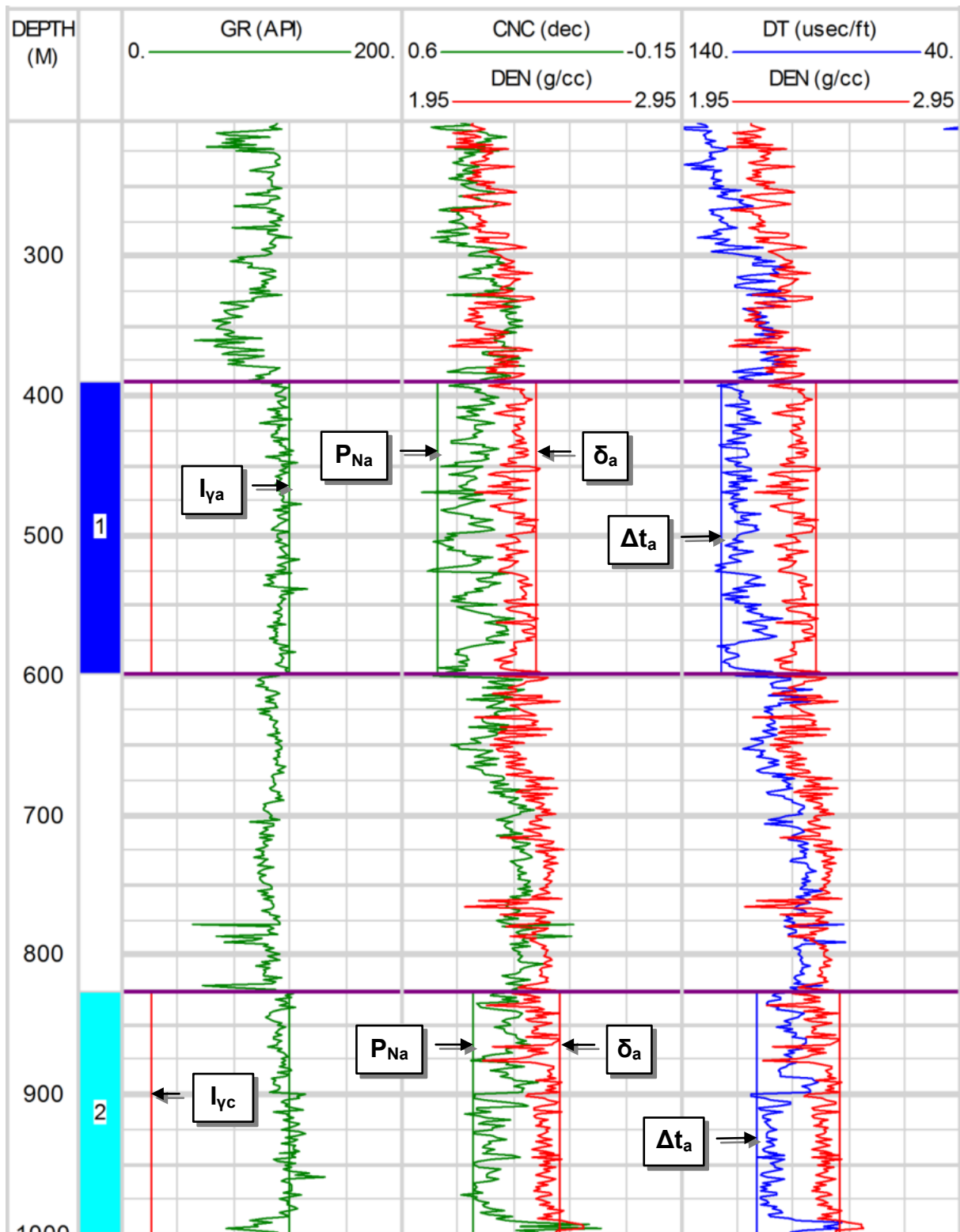


Fig. 12. Selectarea liniilor de referință ale argilelor ("shale line") și a unor parametri de interpretare pe diagramele de radioactivitate gama naturală, porozitate neutronică, densitate aparentă și timp de parcurs acustic. Linia de referință  $I_{\gamma c}$  corespunzătoare formațiunilor curate ("clean line") a fost definită pe baza unui strat cu radioactivitate minimă, situat în afara intervalului prezentat (sub adâncimea de 1000 m). Se observă variația cu adâncimea a parametrilor petrofizici ai argilelor ( $P_{Na}$ ,  $\delta_a$ ,  $\Delta t_a$ ), datorită variabilității condițiilor geologice.

Anomaliile de PS inversate (electropozitive) din dreptul stratelor colectoare nisipoase sunt determinate de contrastul invers de rezistivitate (salinitate) dintre filtratul de noroi și apele de formațiune ( $\rho_{fn} < \rho_{ai}$ ), iar curba de PS prezintă un drift continuu al valorilor înregistrate în dreptul argilelor. Acest fenomen se întâlnește destul de frecvent la adâncimi relativ mici, iar curba de PS trebuie corectată (procedeu numit "*baseline shift*") pentru a defini o linie de referință a argilelor cu o valoare constantă de 0 mV. Curba corectată  $\Delta V_{PS,cor}$  (*SPcor*) este prezentată în trasa 2, alături de curba  $I_V$  (*GR*), iar nivelul constant de referință din dreptul intervalelor argiloase groase definește linia  $\Delta V_{PSa}$ . În dreptul acelorași intervale argiloase, valorile aproximativ constante de radioactivitate definesc linia  $I_{Va} = 120$  unități API. Pe curba de rezistivitate aparentă  $\rho_{A,LLD}$  (*RD*) din trasa 3 se observă că argilele prezintă, de asemenea, un răspuns relativ constant, valoarea medie selectată fiind  $\rho_a = 4.6 \Omega m$ . În dreptul stratelor colectoare acvifere este evidentă o tendință repetabilă (consistentă) de minim al valorilor de rezistivitate aparentă, cu o valoare medie  $\rho_{Ri} = 1.75 \Omega m$ . Pentru stratul colector gazeifer localizat pe intervalul de adâncime 529 - 544 m a fost selectată ca rezistivitate reală valoarea maximă  $\rho_R = 7 \Omega m$ .

În Fig. 12 este prezentat alt exemplu de selectare a parametrilor de interpretare, pentru un set de diagrame ce includ radioactivitatea gama naturală și metodele majore de porozitate (carotaj neutron-neutronic compensat, carotaj gama-gama de densitate compensat și carotaj acustic de viteză compensat). Din intervalul de adâncime investigat au fost separate două zone, corespunzând unor argile masive. Pe curba  $I_V$  (*GR*) din trasa 2 argilele sunt identificate prin radioactivitatea ridicată și relativ constantă, permițând definirea liniei  $I_{Va} = 120$  unități API. În zonele argiloase delimitate diagramele neutronică  $P_N$  (*CNC*), de densitate  $\delta$  (*DEN*) și acustică  $\Delta t$  (*DT*) prezintă fluctuații destul de importante, dar, totuși, se poate identifica o anumită repetabilitate a unori valori. În consecință, parametrii  $P_{Na}$ ,  $\delta_a$  și  $\Delta t_a$  au fost aleși astfel încât să corespundă acestor valori repetabile, ce definesc "*shale line*". Este important de observat că parametrii petrofizici ai argilelor variază cu adâncimea, iar o interpretare corectă a diagramei impune, adeseori, zonarea adecvată a intervalului investigat în funcție de variațiile acestor parametri. În cazul analizat, parametrii argilelor în zona 1 sunt  $P_{Na} = 0.49$  (49%),  $\delta_a = 2.43 \text{ g/cm}^3$  și  $\Delta t_a = 126 \mu s/ft$ , iar în zona 2 au valorile  $P_{Na} = 0.42$  (42%),  $\delta_a = 2.52 \text{ g/cm}^3$  și  $\Delta t_a = 112 \mu s/ft$ .

Selectarea parametrilor menționați trebuie făcută și ținând seama de cerința ca un volum cât mai redus de date să se situeze în afara "*shale line*" definită pentru fiecare diagramă, adică în intervalele argiloase să existe un număr cât mai mic de valori  $P_N > P_{Na}$ ,  $\delta > \delta_a$  și  $\Delta t > \Delta t_a$ .

În cadrul procesului de interpretare cantitativă a diagramei, parametrii petrofizici ai formațiunilor pot fi grupați în două categorii:

- Parametri care variază lent cu adâncimea ("*slow parameters*") și care trebuie selectați/estimați pentru fiecare zonă de interpretare sau unitate geologică distinctă. Aceștia constituie parametrii de interpretare propriu-ziși și sunt reprezentați de parametrii argilelor ( $P_{Na}$ ,  $\delta_a$ ,  $\Delta t_a$ ,  $\rho_a$ ,  $I_{Va}$ ), densitatea hidrocarburilor ( $\delta_h$ ) și rezistivitatea apelor de formațiune ( $\rho_{ai}$ ). În această categorie de parametri pot fi, uneori, incluse și proprietățile petrofizice ale matricei minerale a formațiunilor ( $P_{Nm}$ ,  $\delta_m$  și  $\Delta t_m$ );
- Parametri care variază rapid cu adâncimea ("*fast parameters*") și care trebuie evaluați la fiecare nivel de adâncime (la pasul de eșantionare a diagramei geofizice), ei constituind rezultatul interpretării. Acești parametri sunt reprezentați de conținutul în argilă ( $C_a$ ), porozitatea efectivă ( $P$ ), fracțiunile volumetrice ale diverselor minerale și saturațiile în apă în zona neinvadată ( $S_A$ ) și subzona spălată ( $S_{Aio}$ ) ale formațiunilor.

### 2.3. SELECTAREA PARAMETRILOR ARCHIE

Parametrii Archie (Archie, 1942) sunt reprezentați de coeficienții **a**, **m** și **n** implicați în expresiile factorului de formațiune și saturației în apă

$$F = \rho_{Ri} / \rho_{ai} = a \cdot P^{-m}$$

$$I_p = \rho_R / \rho_{Ri} = S_A^{-n}$$

în care: **F** - factorul de formațiune, **I<sub>p</sub>** - indicele de rezistivitate, **P** - porozitatea, **S<sub>A</sub>** - saturația în apă, **ρ<sub>R</sub>** - rezistivitatea reală a rocilor saturate cu apă și hidrocarburi, **ρ<sub>Ri</sub>** - rezistivitatea rocilor acvifere, **ρ<sub>ai</sub>** - rezistivitatea apei interstițiale, **a** - constantă (factorul de tortuozitate), **m** - exponentul de cimentare, **n** - exponentul de saturație.

În general, pentru rocile nisipoase/grezoase **F** variază între 5 și valori de ordinul sutelor, iar pentru rocile carbonatice între 10 și valori de ordinul miilor.

Exponentul de cimentare **m** reprezintă o proprietate intrinsecă a rocilor colectoare, legată de distribuția și geometria volumului de apă interstițială care asigură conductibilitatea electrică. Valoarea **m** crește odată cu creșterea complexității / tortuozității și gradului de izolare a spațiului poros, adică odată cu scăderea eficienței traseelor de circulație a curentului electric prin roci. Pentru nisipuri și gresii, în afară de gradul de compactizare și cimentare, unele studii experimentale și teoretice (Atkins & Smith, 1961; Sen, 1980) indică faptul că **m** depinde, într-o măsură importantă, și de forma granulelor minerale; **m** are valori mai mici pentru granulele relativ sferice și valori mai mari pentru granulele aplatizate.

Dependența **F = f(P)** evidențiată de Archie avea expresia **F = P<sup>-m</sup>**, fiind determinată experimental, pe baza unor măsurători efectuate pe eșantioane de nisipuri și gresii cu porozități cuprinse între 10% și 40%, saturate cu soluții de NaCl a căror salinitate varia între 20 și 100 g/l. Eșantioanele grezoase, de diferite vârste, au fost prelevate dintr-o serie de sonde din zona Gulf Coast - Texas și Louisiana (S.U.A.). Exponenții de cimentare obținuți au fost **m = 1.8 - 2.0** pentru gresiile bine consolidate și **m = 1.3** pentru nisipurile neconsolidate.

Ulterior, relația Archie a fost generalizată sub forma **F = a · P<sup>-m</sup>**, coeficientul **a** fiind introdus de Wyllie & Gregory (1953) în urma cercetărilor proprii și a celor efectuate de Winsauer *et al.* (1952). Pentru rocile colectoare nisipoase/grezoase și carbonatice valorile uzuale ale exponentului de cimentare din relația **F = P<sup>-m</sup>** sunt prezentate în Tabelul 2 (Pirson, 1958; Doveton, 1986).

Tabelul 2. Valori tipice ale exponentului de cimentare pentru rocile nisipoase/grezoase și carbonatice.

Tipul formațiunilor	<b>m</b>
Nisipuri neconsolidate	1.3
Gresii foarte slab cimentate	1.4 - 1.5
Gresii slab cimentate	1.6 - 1.7
Gresii moderat cimentate	1.8 - 1.9
Gresii puternic cimentate	2.0 - 2.2
Roci carbonatice fracturate	1.4
Calcare cretoase	1.7 - 1.8
Roci carbonatice cristaline sau granulare	1.8 - 2.0
Roci carbonatice vacuolare ("vuggy")	2.1 - 2.6

În rocile carbonatice fracturate valoarea medie a **m** este 1.4, putând scădea - teoretic - până la 1.0 în cazul fracturilor deschise aliniate paralel cu direcția curentului electric. Pentru rocile carbonatice cu porozitate secundară de tip vacuolar, reprezentată de goluri ("vugs") cu dimensiuni mai mari decât cele ale granulelor minerale, valoarea medie a **m** este 2.3. Rocile



carbonatice cu porozitate secundară de tip moldic (de mulaj), reprezentată de goluri ("molds") rezultate prin dizolvarea selectivă a unor particule minerale de tipul ooidelor sau bioclastelor și având dimensiunea acestora, pot prezenta valori  $m \geq 3.0$  (SCHLUMBERGER, 1991; Doveton, 1994).

În general, pentru rocile cu porozitate vacuolară-moldică  $m$  este o funcție de raportul dintre volumul spațiului poros vacuolar-moldic și porozitatea totală a rocii (așa-numita "vug porosity ratio"). În acest sens, unele cercetări experimentale au indicat o creștere a  $m$  de la 2.0 la 3.0 în condițiile creșterii fracțiunii porozității vacuolare de la 0% la 60% (Dewan, 1983; Lucia, 1983; Lucia & Conti, 1987). Acest efect este important în special pentru domeniul de porozități scăzute, în care  $S_A$  calculate cu valoarea uzuală  $m = 2.0$  pot fi sever subestimate.

Referitor la rocile carbonatice, în Tabelul 3 sunt prezentate rezultatele unui studiu petrografic-petrofizic întreprins în România (Pârvu *et al.*, 1978; Negoită, 1981) în scopul tipizării acestor roci și al îmbunătățirii metodicii de interpretare a diagramei geofizice. Studiul a fost efectuat pe 295 probe/carote de roci carbonatice (neafectate de fisuri) de vârstă paleozoică și mezozoică, prelevate din sonde amplasate pe diverse structuri din Platforma Moesică. Probele au fost grupate în 15 tipuri litologice distincte, parametrii petrofizici determinați din diagrame și prin măsurători pe probe fiind factorul de formațiune, porozitatea, densitatea globală, exponentul de cimentare și tortuozitatea ( $T = (F \cdot P)^{1/2} = L_c / L$ , unde  $L$  reprezintă lungimea unei probe de rocă iar  $L_c$  lungimea medie a canalelor din spațiul poros al rocii, adică a traseelor care pot fi parcurse de un curent electric). Pe baza valorilor  $F$  și  $P$  determinate pentru cele 295 de probe, autorii studiului au propus și o dependență generală  $F = f(P)$  pentru rocile carbonatice din Platforma Moesică, de forma  $F = P^{-2.291463}$ .

Tabelul 3. *Proprietăți petrofizice ale diverselor tipuri de roci carbonatice din Platforma Moesică, România.*

Tipul litologic	F	P (%)	$\delta$ (g/cm <sup>3</sup> )	m	T
Calcar criptocristalin	4000 - 20000	1.5 - 3	2.66 - 2.68	2.3 - 2.7	11 - 20
Calcar criptocristalin diagenizat neporos	1000 - 5000	3 - 5	2.62 - 2.66	2.2 - 2.6	6.5 - 14
Calcar criptocristalin diagenizat	100 - 1000	5 - 12	2.51 - 2.62	2.0 - 2.5	3.3 - 6.5
Calcar microcristalin (micritic)	1200 - 6000	3 - 4	2.64 - 2.66	2.2 - 2.65	7 - 14
Calcar microcristalin diagenizat	80 - 400	7 - 14	2.47 - 2.59	1.9 - 2.4	3 - 5.5
Calcar mezocristalin	70 - 500	6 - 14	2.47 - 2.61	1.9 - 2.4	3 - 5.5
Calcar macrocristalin	25 - 140	10 - 20	2.37 - 2.54	1.9 - 2.3	2.2 - 3.8
Calcar detritic	15 - 60	14 - 25	2.29 - 2.47	1.9 - 2.2	1.9 - 3
Calcar oolitic cimentat	200 - 900	5 - 8	2.57 - 2.62	2.0 - 2.5	4 - 7
Calcar oolitic	9 - 30	20 - 25	2.29 - 2.37	1.6 - 2.0	1.6 - 2.4
Calcar breccios	10 - 30	20 - 30	2.20 - 2.37	1.7 - 2.2	1.6 - 2.5
Calcar organogen	8 - 30	16 - 33	2.15 - 2.44	1.6 - 1.9	1.5 - 2.1
Calcar organogen cretos	5 - 15	25 - 40	2.03 - 2.29	1.6 - 1.9	1.4 - 1.9
Calcar dolomitic	70 - 300	8 - 12	2.55 - 2.62	2.0 - 2.3	3.2 - 4.8
Dolomit	30 - 150	10 - 20	2.49 - 2.67	2.0 - 2.3	2.3 - 4

Din definiția Archie a factorului de formațiune se observă că pentru o porozitate  $P = 1$  (100%),  $F$  ar trebui să aibă, de asemenea, o valoare unitară, iar  $\rho_{Ri}$  ar trebui să coincidă cu  $\rho_{ai}$ . În realitate, majoritatea seturilor de date  $P$  și  $F$  nu pot fi aproximare satisfăcătoare printr-o dreaptă de regresie care trece riguros prin punctul  $P = 1$ ;  $F = 1$ . Aceasta a condus la propunerea unei expresii generale de tip  $F = a \cdot P^{-m}$  pentru dependența  $F = f(P)$ , în care  $a \neq 1$  reprezintă o constantă denumită uneori *factor de tortuozitate* sau *coeficient litologic*.

Valorile recomandate ale coeficienților din relația generalizată  $F = a \cdot P^{-m}$ , determinați prin corelații experimentale factor de formațiune - porozitate pentru diverse tipuri de roci colectoare, sunt prezentate în Tabelul 4 (SCHLUMBERGER, 1991; Martin & Colpitts, 1996; Asquith & Krygowski, 2004).

Tabelul 4. Valorile coeficienților din dependența generalizată  $F = a \cdot P^m$ , pentru rocile nisipoase/grezoase și carbonatice.

<b>a</b>	<b>m</b>	Tipul formațiunilor	Observații
1.0	2.0	Gresii puternic cimentate, roci carbonatice (Archie, 1942) <sup>1</sup>	
0.62	2.15	Nisipuri/gresii neconsolidate - moderat cimentate (Winsauer <i>et al.</i> , 1952) <sup>2</sup>	29 eșantioane, diverse formațiuni și vârste (S.U.A.)
1.45	1.54	Relație generală pentru nisipuri/gresii (Carothers, 1968) <sup>3</sup>	793 eșantioane, diverse formațiuni și vârste (S.U.A.)
1.65	1.33	Nisipuri/gresii argiloase (Carothers, 1968) <sup>3</sup>	<i>idem</i>
1.45	1.70	Nisipuri/gresii calcaroase (Carothers, 1968) <sup>3</sup>	<i>idem</i>
0.85	2.14	Roci carbonatice (Carothers, 1968) <sup>3</sup>	188 eșantioane, diverse formațiuni și vârste (S.U.A.)
2.45	1.08	Nisipuri/gresii Pliocene, sudul Californiei (Porter & Carothers, 1970)	1575 eșantioane din 11 sonde offshore (S.U.A.)
1.97	1.29	Nisipuri/gresii Miocene, Gulf Coast - Texas și Louisiana (Porter & Carothers, 1970)	720 eșantioane din 4 sonde offshore (S.U.A.)
1.13	1.73	Relație generală pentru nisipuri/gresii (Timur <i>et al.</i> , 1972) <sup>4</sup>	1833 eșantioane, diverse formațiuni și vârste (S.U.A., Australia, Orientul Mijlociu)
1.0	$1.87 + 0.019 / P$	Roci carbonatice nefisurate, cu porozitate scăzută ( $P < 10\%$ ) <sup>5</sup>	

<sup>1</sup> "Relația Archie".

<sup>2</sup> "Relația Humble" (Humble Oil and Refining Company).

<sup>3</sup> "Relațiile Phillips" (Phillips Petroleum Company).

<sup>4</sup> "Relația Chevron" (Chevron Corporation).

<sup>5</sup> "Relația Shell" (Shell Oil Company).

Spre deosebire de exponentul de cimentare, constanta **a** nu are o semnificație bine determinată, ea exprimând influența unei multitudini de factori geologici "perturbatori", cum ar fi: variațiile gradului de compactare, structurii porilor sau distribuției de dimensiuni a granulelor minerale, prezența unor minerale conductoare electrice etc. Luând în considerare definiția factorului de formațiune și dependența generalizată  $F = f(P)$ , pentru  $P = 1$  s-ar obține  $\rho_{Ri} = a \cdot \rho_{ai}$  (în loc de  $\rho_{Ri} = \rho_{ai}$ ) ceea ce, desigur, este imposibil din punct de vedere fizic. De aceea, constanta **a** trebuie privită strict în modul în care a fost prezentată: un coeficient (un grad de libertate suplimentar) care permite o aproximare statistică mai bună a unui set de date **P** și **F** printr-o dreaptă de regresie, materializând tendința generală a formațiunilor acvifere. Deoarece **a** nu este legată de factorul de formațiune **F** printr-o relație exponențială, iar în special pentru colectoarele carbonatice variază într-un domeniu relativ restrâns în jurul valorii 1.0, impactul său asupra evaluării saturațiilor în apă și hidrocarburi este mai mic decât în cazul exponentului de cimentare **m**.

Este întotdeauna preferabil ca valoarea exponentului de cimentare să fie determinată prin măsurători ale porozității și factorului de formațiune, efectuate pe carote. Dependența  $\log(F) = -m \cdot \log(P)$  este liniară, astfel încât exponentul de cimentare rezultă din panta dreptei de regresie care aproximează optim (în sensul celor mai mici pătrate) perechile de date **P** și **F**, în coordonate dublu logaritmice (Fig. 13). Dacă nu sunt disponibile măsurători pe carote, **m** poate fi estimat din diagramele geofizice prin intermediul unei dependențe  $\log(\rho_R) = f(\log(P))$  de tip *Pickett Crossplot* (Pickett, 1973), la nivelul formațiunilor colectoare acvifere ( $S_A = 1$ ) identificate pe intervalul de adâncime analizat. În acest scop, rezistivitatea reală a formațiunilor se determină din diagramele electrice cu investigare adâncă (ex.  $\rho_{A,ILD}$  - *Deep Induction* sau  $\rho_{A,LLD}$  - *Deep Laterolog*) prin aplicarea corecțiilor necesare sau se aproximează  $\rho_{A,ILD} \approx \rho_R$ , respectiv  $\rho_{A,LLD} \approx \rho_R$ .

Porozitatea efectivă se calculează din carotajul de densitate, neutronic sau acustic, luând în considerare litologia majoră a formațiunilor investigate, sau din combinații ale acestor metode de porozitate. Cel mai frecvent utilizată în acest scop este combinația carotaj de densitate - carotaj neutronic, care permite o bună estimare a porozității fără a fi necesară cunoașterea precisă a litologiei.

Pe baza expresiei generalizate a factorului de formațiune, se observă că  $\log(\mathbf{F}) = \log(\mathbf{a}) - \mathbf{m} \cdot \log(\mathbf{P})$ , iar pentru  $\mathbf{P} = 1$  se obține  $\mathbf{a} = \mathbf{F}$ . Constanta  $\mathbf{a}$  este, în consecință, reprezentată de intercepția la  $\mathbf{P} = 1$  a dreptei de regresie care aproximează optim un anumit set de date  $\mathbf{P}$  și  $\mathbf{F}$ , în coordonate dublu logaritmice (Fig. 13). Cu alte cuvinte,  $\mathbf{a}$  reprezintă valoarea factorului de formațiune pentru o valoare unitară a porozității. La fel ca în cazul exponentului de cimentare, dacă pentru interpretare nu sunt disponibile măsurători directe, pe carote, ale  $\mathbf{P}$  și  $\mathbf{F}$ , produsul  $\mathbf{a} \cdot \rho_{ai}$  poate fi estimat pe baza diagramei geofizice, dintr-o dependență  $\log(\rho_R) = f(\log(\mathbf{P}))$  elaborată pentru formațiunile colectoare acvifere. În acest caz, dacă rezistivitatea apelor interstițiale ( $\rho_{ai}$ ) este cunoscută din alte surse, valoarea  $\mathbf{a}$  este determinată. Un astfel de exemplu de estimare a parametrilor  $\mathbf{a}$ ,  $\mathbf{m}$  și  $\rho_{ai}$  din diagramele geofizice este prezentat în cadrul Capitolului 3.

Pentru a defini un trend liniar reprezentativ pe o dependență  $\log(\rho_R) = f(\log(\mathbf{P}))$  este necesar ca rocile colectoare acvifere să prezinte un domeniu relativ larg de variație a porozității și rezistivității. Cerința menționată nu este întotdeauna îndeplinită, mai ales în "formațiunile moi" (nisipuri și nisipuri argiloase-marnoase), pentru care  $\mathbf{P}$  și  $\rho_R$  variază uneori în limite extrem de restrânse. În această situație, pentru parametrii  $\mathbf{a}$ ,  $\mathbf{m}$  se pot selecta valorile generale prezentate în Tabelul 2 și Tabelul 4, în funcție de tipul formațiunilor.

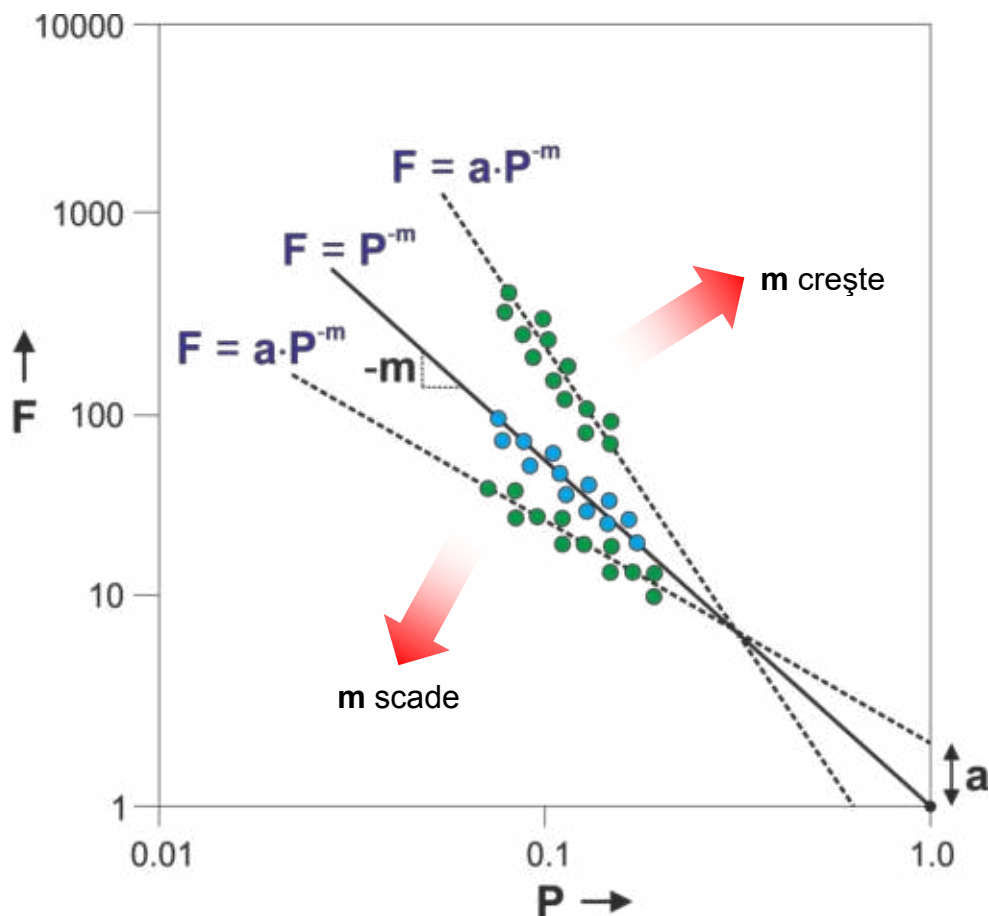


Fig. 13. Semnificația coeficienților din dependența  $\mathbf{F} = f(\mathbf{P})$  pentru rocile colectoare acvifere.

În practica interpretării diagrafiilor geofizice, cele mai utilizate dependențe  $F = f(P)$  sunt "relația Archie" ( $a = 1.0$ ,  $m = 2.0$ ), aplicabilă formațiunilor compacte de tipul gresiilor puternic cimentate și rocilor carbonatice, și "relația Humble" ( $a = 0.62$ ,  $m = 2.15$ ), aplicabilă nisipurilor/gresiilor neconsolidate - moderat cimentate. Totuși, trebuie menționat că "relația Humble" a fost determinată prin măsurători efectuate pe un număr relativ redus de eșantioane, astfel încât alte dependențe stabilite pe baza unui volum mult mai mare de date de observație (ex. Carothers, 1968; Timur *et al.*, 1972) sunt, probabil, mai reprezentative din punct de vedere statistic pentru rocile nisipoase/grezoase. Pentru rocile carbonatice "relația Archie" este satisfăcătoare, ca tendință generală, numai în cazul în care porozitatea este predominant intergranulară și/sau intercristalină.

Exponentul de saturație  $n$  exprimă efectul electric pe care desaturarea unei roci colectoare (înlocuirea apei interstițiale conductoare cu un fluid neconductor, de tipul hidrocarburilor) îl exercită asupra rezistivității de ansamblu a rocii. În general,  $n$  depinde de umectabilitatea rocilor colectoare (udarea preferențială sau selectivă, așa-numita "wettability") în raport cu apa sau cu hidrocarburile, el putând fi determinat numai prin măsurători ale saturației în apă și indicelui de rezistivitate, efectuate pe carote. Din relația de definiție a  $S_A$  pentru rocile colectoare curate rezultă că dependența  $\log(I_p) = -n \cdot \log(S_A)$  este liniară, exponentul de saturație rezultând din panta dreptei de regresie care aproximează optim perechile de date  $S_A$  și  $I_p$ , în coordonate dublu logaritmice (Fig. 14).

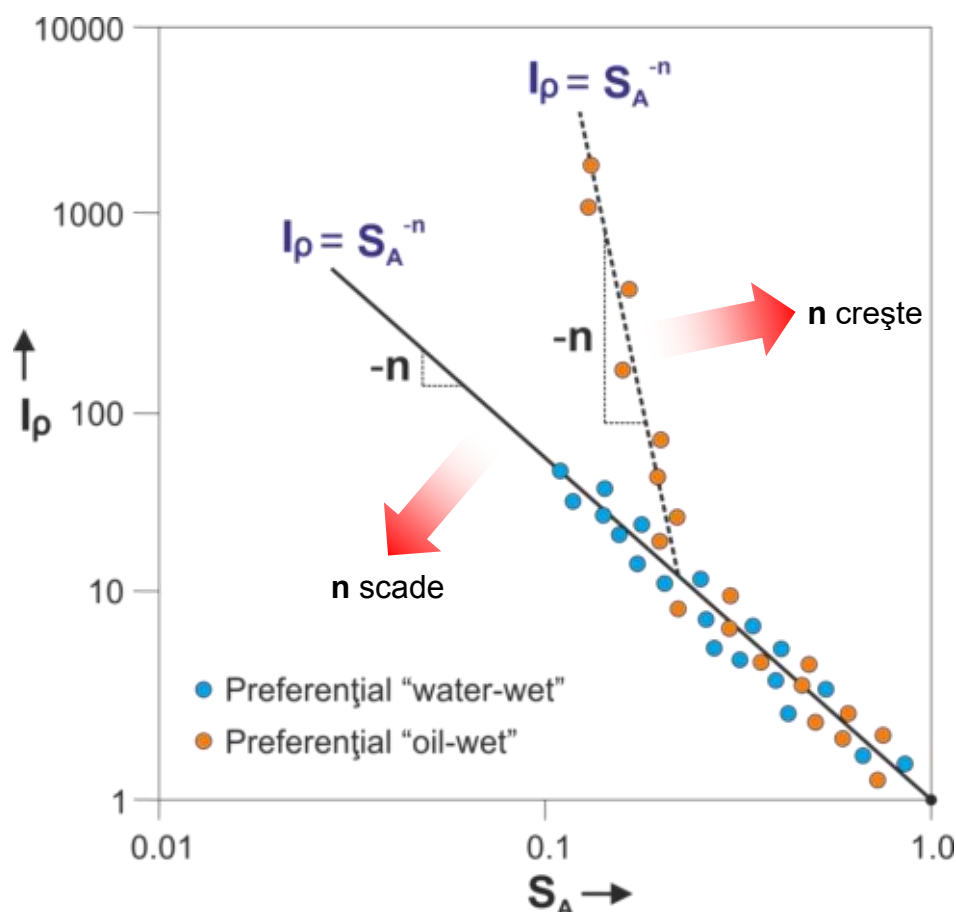


Fig. 14. Semnificația exponentului de saturație din dependența  $I_p = f(S_A)$  pentru rocile colectoare cu apă și hidrocarburi. Se observă comportamentul net diferit al rocilor "water-wet" (rocile hidrofile, cu granulele minerale udate preferențial de apă) în raport cu cel al rocilor "oil-wet" (rocile hidrofobe, cu granulele minerale udate preferențial de petrol).

În rocile colectoare "*water-wet*" (hidrofile, cele pentru care granulele minerale se află preferențial în contact cu apa, aceasta constituind faza continuă a fluidului din spațiul poros) și cu porozitate predominant intergranulară, așa-numitele *roci Archie*,  $n$  rămâne constant pentru valori ale  $S_A$  variind între 0.1 - 0.2 și 1, având o valoare medie  $n \approx 2.0$  (Archie, 1942, 1950). Domeniul tipic de variație a exponentului de saturație pentru acest tip de roci este 1.7 - 2.5. În rocile cu o structură mai complexă  $n$  variază odată cu variația  $S_A$ , dar, de obicei, are o valoare apropiată de 2.0 pentru  $S_A = 1$ .

În rocile care cuprind minerale conductoare electric (ex. mineralele argiloase)  $n$  scade continuu odată cu micșorarea  $S_A$ . Această variație este neglijabilă dacă apa interstițială cantonată în spațiul poros are o salinitate mare (implicit, o rezistivitate electrică mică), dar devine din ce în ce mai importantă odată cu reducerea salinității apei.

În rocile carbonatice, caracterizate prin prezența simultană a mai multor tipuri de porozitate (intergranulară / intragranulară, fracturală-fisurală, vacuolară sau moldică),  $n$  poate varia odată cu scăderea  $S_A$  și desaturarea treptată a fiecărui tip de porozitate. Spre deosebire de nisipuri/gresii, rocile carbonatice sunt frecvent "*neutrally-wet*" (umectabilitate neutră/intermediară, scheletul mineral al spațiului poros aflându-se în contact atât cu apa cât și cu petrolul) sau chiar "*oil-wet*" (hidrofobe, scheletul mineral aflându-se preferențial în contact cu petrolul), iar  $n$  poate avea, în general, valori mai mari decât 2.5. Pentru rocile "*oil-wet*" creșterea  $n$  devine cu atât mai pronunțată cu cât  $S_A$  scade sub o anumită limită (adeseori,  $S_A < 0.3 - 0.35$ ), unele măsurători efectuate pe carote evidențiind valori  $n$  de până la 10.0 sau chiar mai mari (Sweeney & Jennings, 1960) (Fig. 14). Creșterea rapidă a  $n$  în acest caz se datorează deconectării electrice și izolării fluidului conductor (apa de formațiune) de către petrol, ceea ce conduce la creșterea substanțială a rezistivității spațiului poros.

Pentru evaluarea saturațiilor în apă și hidrocarburi din datele diagramei geofizice se recomandă utilizarea unui exponent de saturație  $n = 2.0$  ca valoare inițială, de start. Dacă rezultatele interpretării preliminare sunt nerealiste/nesatisfăcătoare, și numai dacă există siguranța că toți ceilalți parametri petrofizici de interpretare au fost corect estimați, valoarea exponentului  $n$  poate fi modificată între limite rezonabile (ex.  $1.5 < n < 2.5$  pentru colectoarele presupuse "*water-wet*" și/sau "*neutrally-wet*",  $n > 2.5$  pentru colectoarele presupuse "*oil-wet*") în scopul reinterpretării diagramei.

De obicei, incertitudinile în măsurarea sau estimarea parametrilor  $\rho_R$ ,  $\rho_{ai}$  și  $P$  sunt de ordinul a  $\pm 5-10\%$ . Atunci când acestea sunt combinate cu incertitudini de cel puțin același ordin de mărime asupra parametrilor Archie  $a$ ,  $m$  și  $n$ , rezultă o incertitudine medie a evaluării saturației în apă (și, implicit, în hidrocarburi) de  $\pm 10-20\%$ . De exemplu,  $S_A = 0.40$  poate însemna  $S_A = 0.40 \pm 0.04$  în cea mai favorabilă situație și  $\pm 0.08$  în cea mai defavorabilă. Este necesar ca saturația în apă să fie determinată cu o acuratețe cât mai mare în special în cazul calculului rezervelor sau în cazul luării deciziei de testare sau perforare a unor strate colectoare, atunci când  $S_A$  are valori care se înscriu în domeniul critic 0.45 - 0.65. De aceea, în procesul de interpretare a datelor geofizice de sondă trebuie luate toate măsurile posibile de limitare a incertitudinilor, incluzând aplicarea tuturor corecțiilor necesare asupra diagramei, măsurarea  $\rho_{ai}$  pe probe de apă de formațiune, compararea porozităților rezultate din interpretare cu cele obținute prin măsurători pe carote și, de asemenea, estimarea parametrilor  $a$ ,  $m$  și  $\rho_{ai}$  din dependențe rezistivitate - porozitate în cazul în care nu sunt disponibile măsurători directe pe carote și probe. Chiar în aceste condiții este foarte dificil ca incertitudinea evaluării  $S_A$  să fie redusă sub  $\pm 10\%$ , mai ales dacă formațiunile sunt argiloase.

## 2.4. PARTICULARITĂȚI ALE RĂSPUNSULUI DIAGRAFIILOR GEOFIZICE ÎN FORMAȚIUNI NISIPOASE-ARGILOASE ("SHALY SANDS")

Prezența unei fracțiuni volumetrice de argilă în formațiunile nisipoase/grezoase are ca efect scăderea porozității și permeabilității acestora. În același timp, conductivitatea electrică bună (sau, echivalent, rezistivitatea scăzută) a argilelor duce la micșorarea rezistivității de ansamblu a rezervoarelor. Dacă acest efect nu este corectat, saturația în hidrocarburi calculată pentru aceste rezervoare va fi subestimată. De aceea, una dintre sarcinile principale ale specialiștilor implicați în interpretarea diagrafiilor geofizice este aceea de a evalua efectul argilei asupra porozității, permeabilității și saturațiilor în fluide.

În Fig. 15 este prezentat cazul teoretic al unei tranziții continue de la nisipuri la argile, nomenclatura termenilor fiind cea utilizată în literatura de specialitate. În extremitatea stângă se localizează nisipurile curate ("Clean Sands"), compuse exclusiv din granule de cuarț care constituie matricea minerală și delimitează spațiul poros. În extremitatea dreaptă se plasează argilele pure ("Pure Clay"), în sens de minerale argiloase propriu-zise. Pe măsură ce fracțiunea volumetrică de argilă crește, spațiul poros care cantonează fluidele scade până când este umplut în totalitate cu argilă. Punctul respectiv constituie limita nisipuri/argile ("Sand/Shale Boundary" sau "Shale Point"). Crescând în continuare volumul de argilă aceasta dislocă granulele de cuarț, care vor constitui incluziuni în masa argiloasă a rocii. Limita nisipuri/argile reprezintă, deci, limita dintre rocile cu proprietăți de rezervor (cele care au o porozitate efectivă) și rocile non-rezervor. La stânga acestei limite se plasează nisipurile și nisipurile argiloase ("Shaly Sands"), spațiul lor poros fiind "grain supported" (intergranular). La dreapta limitei se plasează argilele nisipoase și argilele ("Shales"), roci fără porozitate efectivă și care sunt "mud supported" (mineralele argiloase constituie fracțiunea volumetrică dominantă).

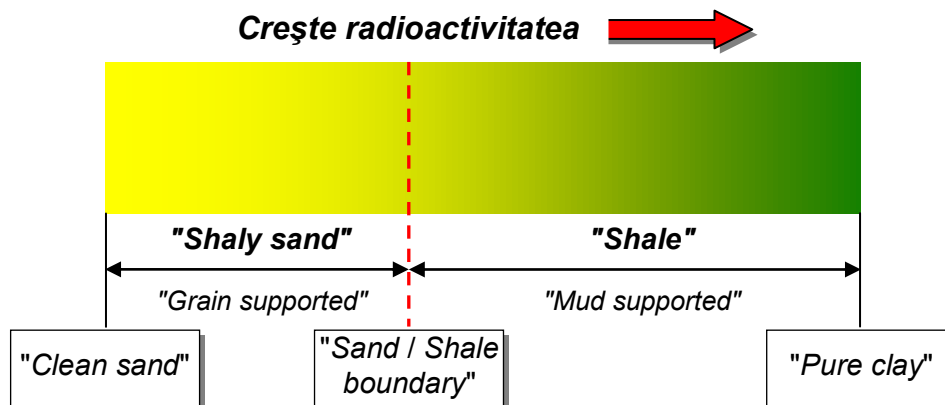


Fig. 15. Model idealizat de tranziție continuă între formațiuni nisipoase/grezoase curate și argile.

Diagrafia radioactivității gama naturale ( $I_\gamma$ ) reprezintă cel mai comun și mai frecvent utilizat indicator al argilei, în nisipurile/gresiile argiloase intensitatea radiației gama măsurate fiind, în general, direct proporțională cu conținutul în argilă ( $C_a$ ). Există, însă, și excepții de la această regulă, de exemplu cazul nisipurilor radioactive ("hot sands"), care apar ca argiloase pe o diagrafie  $I_\gamma$  dar care prezintă un răspuns caracteristic nisipurilor curate pe diagramele neutronice și de densitate.

În practica interpretării diagrafiilor, argilelor le este atribuit răspunsul  $I_\gamma$  maxim, situat în medie în jurul valorii de 100 unități API. Totuși, este cunoscut faptul că argilele pot avea o

compoziție mineralogică și proprietăți petrofizice extrem de variabile. De exemplu, argilele caolinitice au o radioactivitate gama relativ mică, dar pot umple întreg spațiul poros al unei roci rezervor. În cazul lor, limita nisipuri/argile se va plasa la valori API mai scăzute decât pentru alte tipuri de argile.

Deși diagrapia  $I_V$  este, de obicei, cel mai bun indicator al argilei, ea nu poate defini în mod singular limita menționată. De aceea, este indicată combinarea acesteia cu alte diagrapii, cum ar fi cele neutronice ( $P_N$ ), de densitate ( $\delta$ ) și de rezistivitate aparentă ( $\rho_A$ ). Fiecare dintre aceste metode geofizice răspunde în mod diferit la prezența argilelor, astfel încât analiza lor simultană permite o evaluare corectă a formațiunilor investigate. În acest sens, este important ca interpretatorul să identifice pe crossplot-urile  $I_V = f(P_N)$ ,  $I_V = f(\delta)$  sau  $I_V = f(\rho_A)$  anumite modele și tendințe de distribuție a datelor, reflectând relațiile dintre parametrii respectivi.

Carotajul neutronic măsoară concentrația în hidrogen a formațiunilor. În rocile curate hidrogenul este prezent numai în fluidele din spațiul poros (apă și hidrocarburi), răspunsul neutronic fiind, deci, proporțional cu porozitatea. Argilele conțin o cantitate importantă de hidrogen, sub formă de apă de constituție și adsorbită, fiind caracterizate de porozități neutronice (aparente)  $P_{Na}$  mari. Deoarece nisipurile curate acvifere sau saturate cu apă și petrol și nisipurile argiloase au o concentrație în hidrogen asemănătoare, carotajul neutronic nu face o distincție clară între ele, indicând porozități aparente relativ constante (Fig. 16). În argilele nisipoase și argile, granulele de cuarț nu se mai află în contact, iar matricea rocii este reprezentată de mineralele argiloase. Populația de atomi de hidrogen nu va mai fi, deci, controlată de porozitatea efectivă, iar carotajul neutronic va măsura o concentrație în hidrogen din ce în ce mai mare odată cu creșterea fracțiunii volumetrice de argilă.

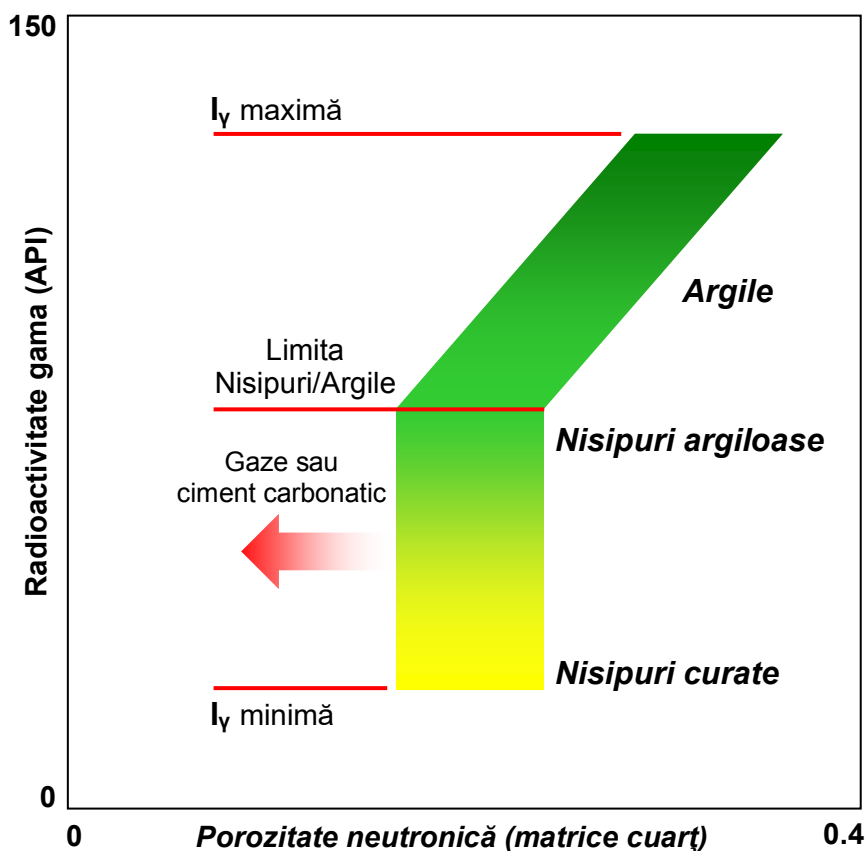


Fig. 16. Răspunsul teoretic al formațiunilor nisipoase/grezoase și al argilelor pe un crossplot  $I_V = f(P_N)$ .

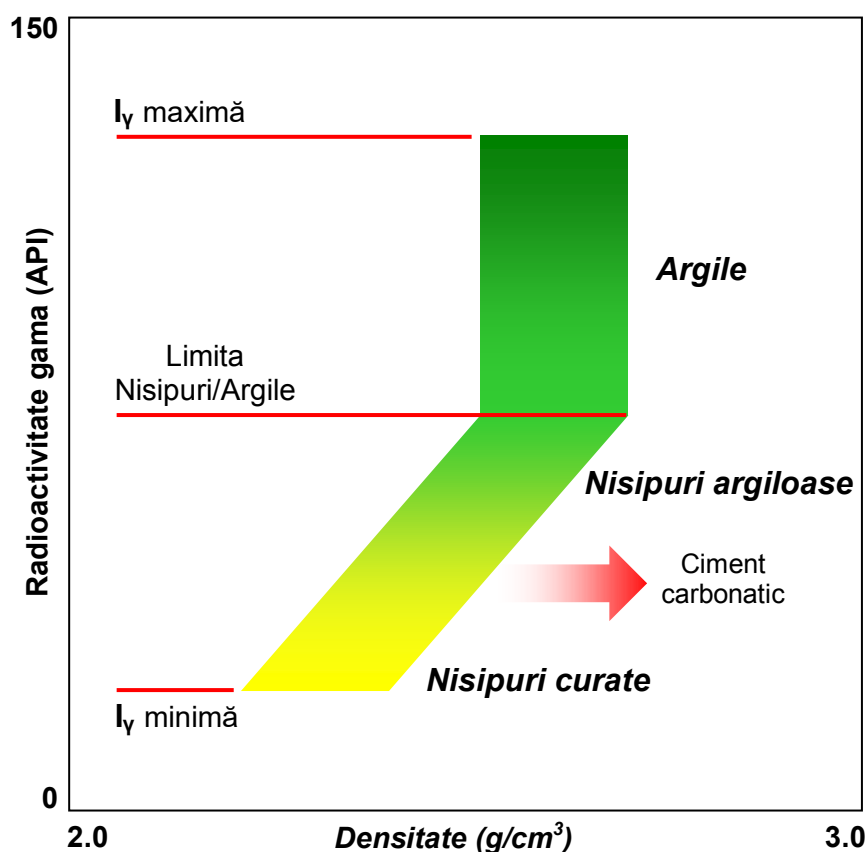


Fig. 17. Răspunsul teoretic al formațiunilor nisipoase/grezoase și al argilelor pe un crossplot  $I_\gamma = f(\delta)$ .

Din punct de vedere al carotajului de densitate (Fig. 17), pe măsură ce nisipurile curate sunt contaminate cu argilă, aceasta va înlocui fluidele din spațiul poros intergranular ( $\delta_a > \delta_f$ ) iar densitatea globală a formațiunii va crește odată cu creșterea radioactivității gama. În argilele nisipoase și argilele densitatea globală măsurată va fi, însă, relativ constantă, deoarece creșterea fracțiunii volumetrice de argilă conduce la dislocarea granulelor de cuarț, care au o densitate apropiată de cea a argilelor. Trebuie menționat că atunci când spațiul poros intergranular este umplut cu minerale mai dense (ex. calcit) care formează un ciment, densitatea globală a formațiunii va crește, dar răspunsul  $I_\gamma$  va rămâne aproximativ constant.

Combinarea răspunsurilor carotajelor neutronic și de densitate (Fig. 18) permite separarea clară a formațiunilor colectoare (nisipuri) de formațiunile impermeabile (argile nisipoase și argile). Pe un astfel de crossplot  $\delta = f(P_N)$  pot fi definite trei puncte de referință: 1) punctul matricei minerale, de coordonate  $P_N = P_{Nm} = 0$  (dacă diagrapia neutronică este corect calibrată pentru o matrice cuarț; dacă diagrapia este calibrată pentru matrice calcar,  $P_{Nm} \approx -0.04$ ) și  $\delta = \delta_m = 2.65 \text{ g/cm}^3$  (în cazul cuarțului); 2) punctul apei, reprezentat de parametrii apei din spațiul poros (tipic  $P_N = 1$  și  $\delta = 1 \text{ g/cm}^3$ ); 3) punctul argilei ("Wet Clay Point"), determinat de răspunsurile neutronic și de densitate în argilele pure ( $P_{Na}$  și  $\delta_a$ ); de obicei,  $P_{Na} = 0.3 - 0.5$ , iar  $\delta_a = 2.2 - 2.65 \text{ g/cm}^3$ . Așa-numita linie a nisipurilor ("Clean Sand Line") conectează punctul matricei și punctul apei, pe această dreaptă plasându-se nisipurile acvifere curate, cu diferite porozități. Linia argilelor ("Shale Line") conectează punctul matricei și punctul argilei, trecând prin "Shale Point" (limita dintre nisipuri și argile). Punctul argilei uscate ("Dry Clay Point" sau "Dry Colloids Point") corespunde mineralelor argiloase deshidratate în condiții de laborator, care au, uzual, densități cuprinse în domeniul  $2.5 - 3.1 \text{ g/cm}^3$  (în medie, circa  $2.75 \text{ g/cm}^3$ ) și porozități neutronic de  $0.13 - 0.35$ .



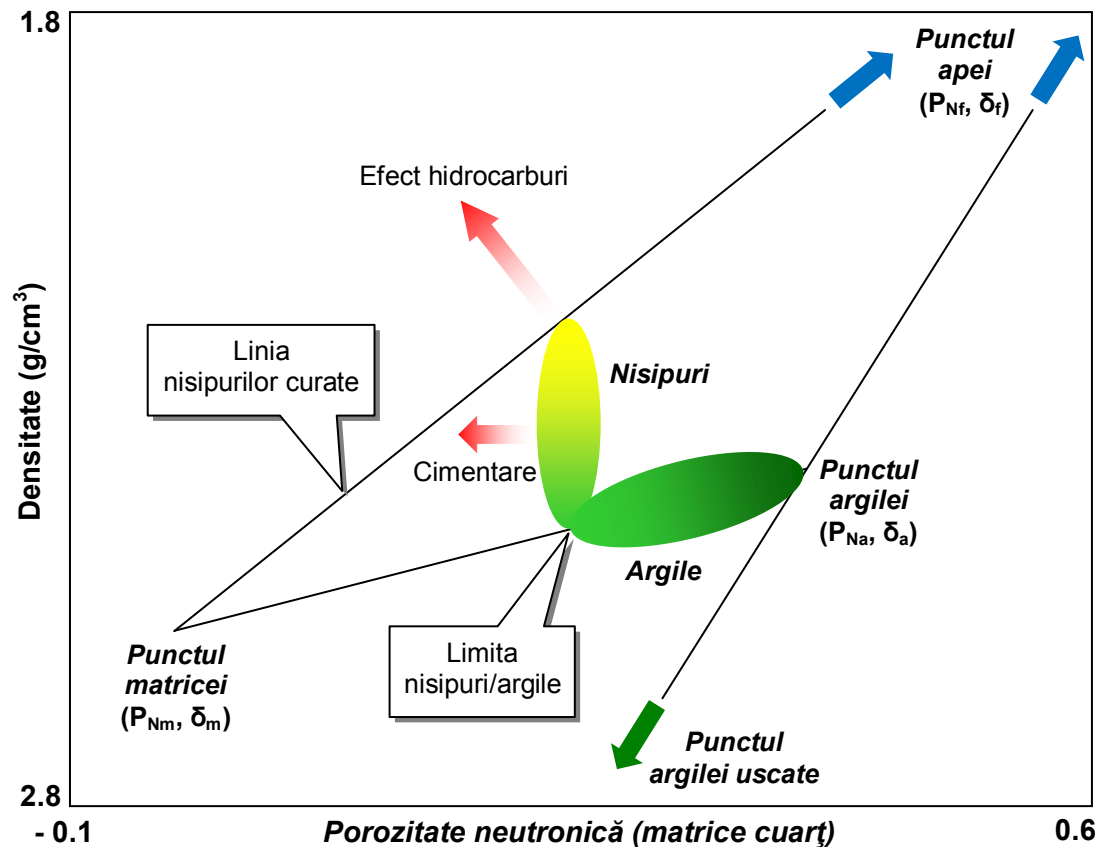


Fig. 18. Răspunsul teoretic al formațiunilor nisipoase/grezoase și al argilelor pe un crossplot  $\delta = f(P_N)$ .

Răspunsul caracteristic al nisipurilor curate și nisipurilor argiloase este reprezentat de un lob de date cu dezvoltare cvasi-verticală, între "Clean Sand Line" și "Shale Point". Dacă în spațiul poros sunt prezente hidrocarburi, efectul caracteristic al acestora este de a deplasa datele de observație deasupra liniei nisipurilor, în direcția aproximativă NV. Magnitudinea și direcția exactă ale acestei deplasări depind de densitatea hidrocarburilor ( $\delta_h$ ) și de fracțiunea volumetrică de hidrocarburi reziduale din subzona spălată ( $V_{HR} = P \cdot S_{HR}$ ), efectul maxim fiind produs de gaze. Cimentarea tinde să deplaseze punctele [ $P_N, \delta$ ] către stânga, în sensul scăderii valorilor de porozitate neutronică. Argilele formează un al doilea lob de date distinct, dezvoltat de-a lungul liniei argilelor, între limita de separație nisipuri/argile și punctul argilei (100% minerale argiloase).

Definirea punctelor de referință ale matricei minerale, apei și argilei permite evaluarea porozității efective  $P$  și conținutului în argilă  $C_a$  la nivelul formațiunilor acvifere, din sistemul de ecuații

$$P_N = P + C_a \cdot P_{Na}$$

$$P_D = P + C_a \cdot P_{Da}$$

în care  $P_D = (\delta_m - \delta) / (\delta_m - \delta_f)$  reprezintă porozitatea din densitate a formațiunilor, iar  $P_{Da} = (\delta_m - \delta_a) / (\delta_m - \delta_f)$  este porozitatea din densitate a argilelor. În intervalele cu hidrocarburi,  $P$  și  $C_a$  nu pot fi determinate decât prin aplicarea unei corecții pentru efectul hidrocarburilor, prin intermediul unei proceduri numerice iterative (corecția depinde de  $\delta_h$ ,  $P$  și  $S_{HR}$ , iar  $S_{HR}$  depinde, la rândul său, de  $P$ ).

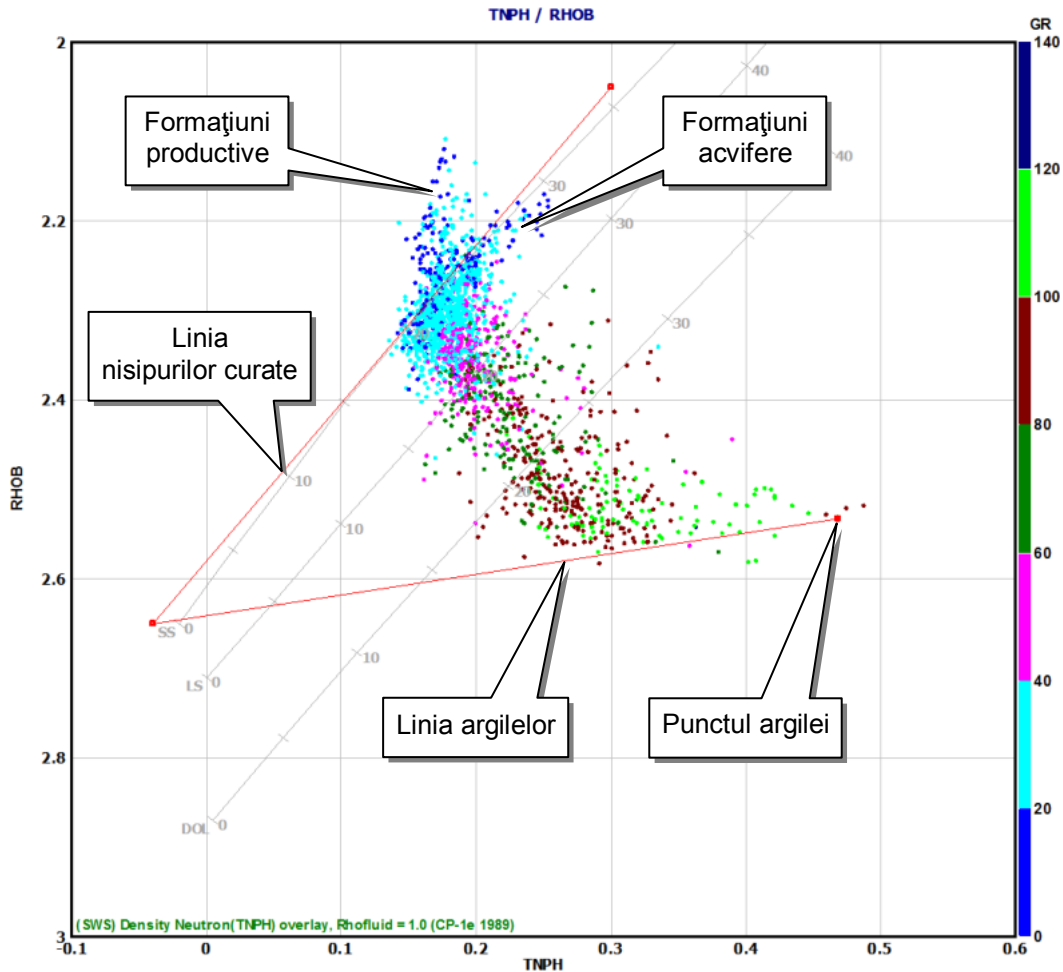


Fig. 19. Distribuția tipică a datelor de observație ( $P_N$ ,  $\delta$ ) în formațiuni de tip "shaly sands".

În Fig. 19 este prezentat un exemplu de distribuție a datelor  $P_N$  (TNPH) și  $\delta$  (RHOB) pentru o sondă care a traversat formațiuni nisipoase-argiloase, atât acvifere cât și productive. Codul de culoare al punctelor [ $P_N$ ,  $\delta$ ] este reprezentat de valorile radioactivității gama naturale, curba  $I_V$  (GR) fiind folosită ca axă z a sistemului de coordonate. Formațiunile acvifere curate se plasează pe linia nisipurilor, având porozități efective  $P = 18 - 30\%$ . Contaminarea cu argilă a formațiunilor este reflectată de tendința de distribuție în "L" a datelor, îndepărtându-se progresiv de linia nisipurilor și prelungindu-se până în punctul argilei ( $P_{Na} \approx 0.46$ ,  $\delta_a \approx 2.53 \text{ g/cm}^3$ ). Formațiunile curate cu conținut de hidrocarburi pot fi identificate prin valorile mai scăzute ale  $P_N$  și  $\delta$  (indicele de hidrogen și densitatea hidrocarburilor sunt mai mici decât cele ale apei), datele de observație plasându-se deasupra liniei nisipurilor în raport cu formațiunile acvifere.

Înțelegerea răspunsurilor combinate ale carotajelor neutronic și de densitate, prin intermediul crossplot-ului prezentat, este deosebit de importantă în situația în care formațiunile nisipoase/grezoase investigate sunt radioactive, iar diagrafa  $I_V$  nu poate fi utilizată pentru determinarea conținutului în argilă. În astfel de cazuri, limita nisipuri/argile poate fi corect identificată pe baza dependenței  $\delta = f(P_N)$ , iar conținutul în argilă determinat din această metodă duală nu este afectat de radioactivitatea anormală a formațiunilor. Principalele dificultăți legate de utilizarea crossplot-ului neutronic-densitate se referă la zonele cavernate sau rugoase ale găurii de sondă (în aceste zone densitatea măsurată este

anormal de mică, iar porozitatea neutronică măsurată este anormal de mare) și la rezoluția sa insuficientă în formațiunile cu porozitate scăzută ( $P < 10\%$ ).

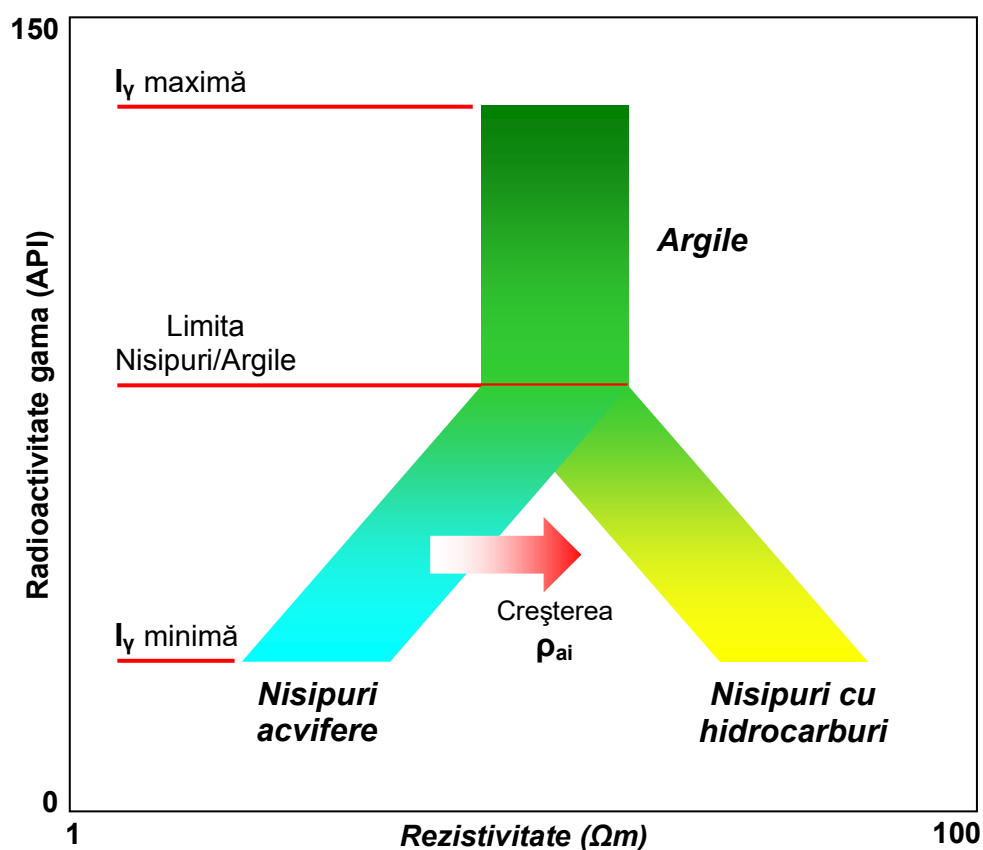


Fig. 20. Răspunsul teoretic al formațiunilor nisipoase/grezoase și al argilelor pe un crossplot  $I_\gamma = f(\rho_{ai})$ .

În termeni de rezistivitate aparentă răspunsul argilelor este relativ constant, chiar dacă diagrapia radioactivității gama naturale poate evidenția un conținut variabil în minerale argiloase (Fig. 20). Așa cum s-a menționat, argilele sunt roci formate dintr-o matrice compusă din minerale argiloase, cu incluziuni de cuarț, feldspați, calcit și alte minerale. Incluziunile sunt mult mai rezistive decât mineralele argiloase, dar considerând argilele ca pe un sistem de rezistențe electrice legate în paralel, influența incluziunilor asupra rezistivității de ansamblu a acestor roci este foarte redusă.

Din punct de vedere al carotajului acustic de viteză, timpii de parcurs în rocile colectoare nisipoase/grezoase și în argile sunt, frecvent, destul de apropiați iar acestea nu pot fi separate atât de clar pe baza unor modele de tipul celor prezentate pentru carotajele neutronic și de densitate. Valorile tipice ale timpului de parcurs în argile sunt  $\Delta t_a = 80 - 110 \mu s/ft$ , putând însă varia între  $60 - 170 \mu s/ft$  în funcție de gradul de compactizare al acestora. În general, rocile nisipoase/grezoase și argilele compactizate au  $\Delta t$  ( $\Delta t_a$ )  $< 100 \mu s/ft$ . Nisipurile și argilele situate la adâncimi mai mici decât cca. 2000 m (Dewan, 1983) nu și-au atins viteza terminală de propagare a undelor elastice, sunt necompactizate și au  $\Delta t$  ( $\Delta t_a$ )  $> 100 \mu s/ft$ . Pentru astfel de formațiuni porozitatea determinată din carotajul acustic ( $P_A$ ) supraestimează - uneori substanțial - porozitatea reală, astfel încât pentru determinarea  $P$  se recomandă utilizarea combinației carotaj neutronic - carotaj de densitate.

## 2.5. CRITERII ȘI TEHNICI DE EVALUARE RAPIDĂ A FORMAȚIUNILOR

Evaluarea rapidă ("*Quick Look*") a formațiunilor, în sensul separării stratelor poroase-permeabile de cele impermeabile (uzual, argile sau marne), evidențierea potențialelor intervale productive și chiar identificarea litologiei probabile, poate fi realizată pe baza unor criterii și tehnici simple:

1. De obicei, deflexiile (anomaliile) către stânga ale curbelor  $I_V$  și  $\Delta V_{PS}$  corespund formațiunilor curate, iar deflexiile către dreapta corespund argilelor/marnelor. În cazul inversării contrastului de rezistivitate dintre filtratul de noroi și apele de formațiune ( $\rho_{fm} < \rho_{ai}$ ), anomaliile  $\Delta V_{PS}$  vor apărea, de asemenea, inversate. Diferența dintre valorile de referință  $\Delta V_{PSc}$  și  $\Delta V_{PSa}$  sau  $I_{Vc}$  și  $I_{Va}$  (distanța dintre "*clean line*" și "*shale line*") reprezintă, în termeni de conținut în argilă, diferența dintre  $C_a = 0\%$ , și  $C_a = 100\%$ . O interpolare liniară între cele două linii de referință oferă o estimare maximală a conținutului în argilă al formațiunilor (Fig. 21), valoarea cea mai probabilă la orice nivel de adâncime fiind reprezentată de minima celor doi indicatori, adică  $C_a = \min(C_{a,PS}; C_{a,V})$ . Stratele/intervalele foarte argiloase ( $C_a \geq 50\%$ ) nu reprezintă zone de interes. Toate celelalte formațiuni, inclusiv cele argiloase sau cele evident acvifere, sunt importante și trebuie analizate în detaliu. În particular, colectoarele acvifere oferă posibilitatea determinării  $\rho_{ai}$ , parametru necesar pentru evaluarea conținutului în fluide (apă și hidrocarburi) al formațiunilor productive.
2. Media porozităților neutronică  $P_N$  (raportată la matrice calcar) și din densitate  $P_D$  (calculată pentru matrice calcar, cu  $\delta_m = 2.71 \text{ g/cm}^3$ ) la nivelul formațiunilor curate, indiferent de litologia acestora, reprezintă o estimare satisfăcătoare a porozității efective  $P$ . În prealabil, pe cele două diagrame trebuie identificate secțiunile de argile sau marne și stratele/intercalațiile de cărbuni sau sare (caracterizate prin porozități aparente foarte mari), restul intervalului fiind apoi evaluat din punct de vedere al porozității efective. Formațiunile cu conținut mare în argilă, cele compacte sau cu porozitate foarte scăzută și intercalațiile de cărbuni sau sare sunt eliminate din analiză, iar interpretarea cantitativă în termeni de saturație în apă și hidrocarburi se va efectua pentru formațiunile colectoare relativ curate și cu porozitate acceptabilă.
3. Suprapunerea, într-o scară relativă, a curbelor de porozitate și rezistivitate aparentă cu rază maximă de investigare indică, frecvent, argilele sau formațiunile colectoare acvifere. Separația evidentă dintre curbele de porozitate și rezistivitate aparentă (valori mari ale rezistivității la porozități moderate-mari) este un indicator al prezenței hidrocarburilor (Fig. 22). Pentru a realiza comparația menționată, ambele curbe se reprezintă pe aceeași trasă, iar curba de porozitate este deplasată într-un sens sau în altul (stânga - dreapta) până la suprapunerea cât mai bună a celor două curbe în zonele acvifere evidente. Dacă pe intervalul de adâncime analizat nu pot fi localizate cu certitudine formațiunile acvifere, cele două curbe trebuie suprapuse în zonele cu argile sau marne. După suprapunerea în zonele menționate, intervalele în care curba de porozitate se plasează la stânga curbei de rezistivitate aparentă (situație denumită "*crossover*") corespund, posibil, formațiunilor productive. În cazul intervalului nisipos/grezos-argilos prezentat în Fig. 22 porozitatea a fost calculată din carotajul de densitate, pentru o densitate medie a matricei minerale  $\delta_m = 2.65 \text{ g/cm}^3$  și o densitate a fluidului din spațiul poros  $\delta_f = 1.0 \text{ g/cm}^3$ , rezultând curba  $P_D$  (*Phi\_Den*). Ca diagramă de rezistivitate s-a utilizat rezistivitatea aparentă  $\rho_{A,LLD}$  (*LLD*) măsurată de dispozitivul focalizat cu investigare adâncă *Deep Laterolog*.

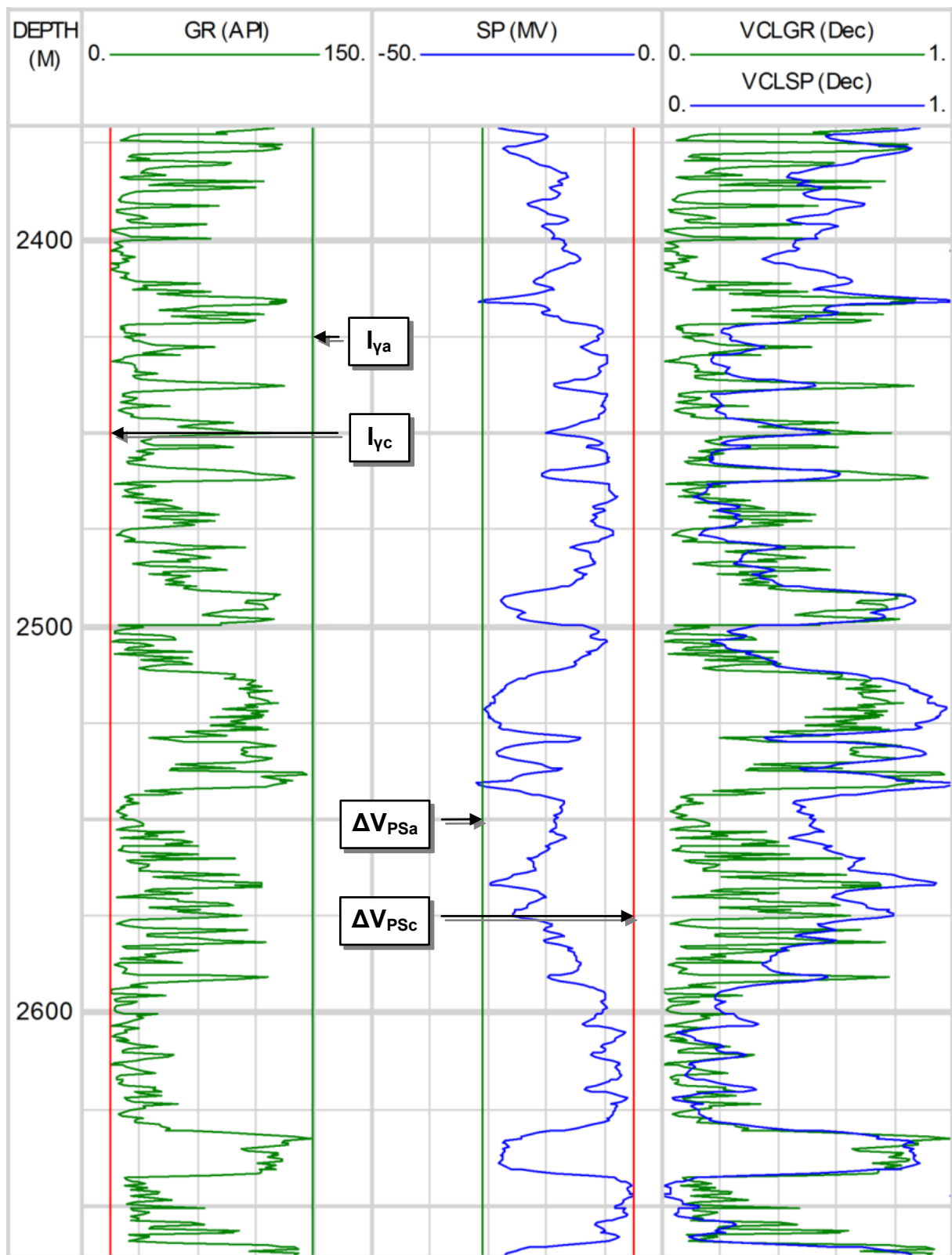


Fig. 21. Determinarea conținutului volumetric de argilă al formațiunilor din diagramele de radioactivitate gama naturală (trasa 1) și potențial spontan (trasa 2). Sunt indicate valorile de referință pentru "clean line" și "shale line" și se observă că anomaliile de potențial spontan sunt inversate (fluid de foraj mai mineralizat decât apele de formațiune). În trasa 3 sunt prezentate curbele  $C_{a,\gamma}$  (VCLGR) și  $C_{a,PS}$  (VCLSP). Datorită tendinței indicatorilor argilei de a supraestima  $C_a$  real, la orice nivel de adâncime se va selecta ca valoare probabilă  $C_a = \min(C_{a,PS}; C_{a,\gamma})$ .

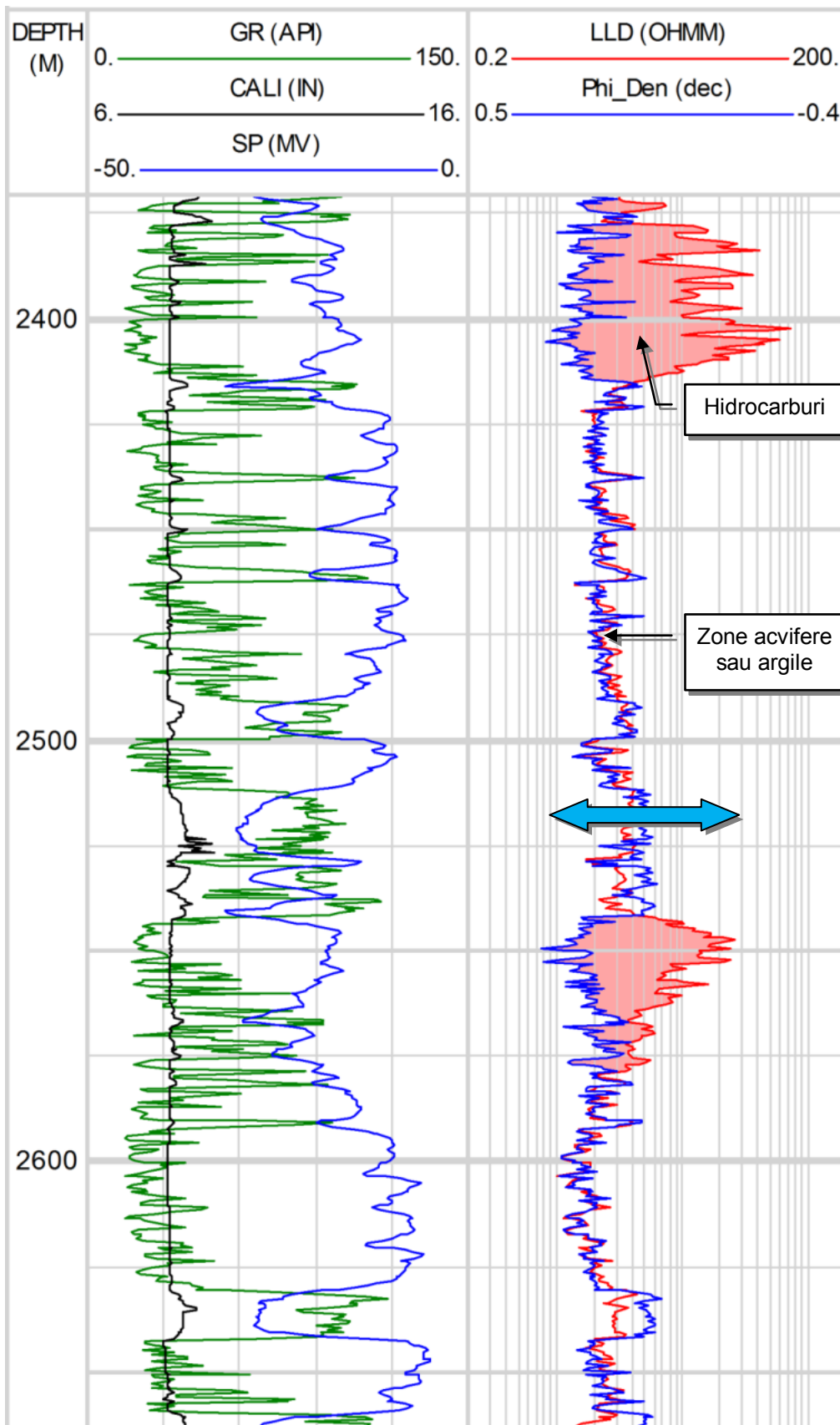


Fig. 22. Suprapunere ("overlay") a curbelor de porozitate și rezistivitate aparentă cu rază mare de investigație, utilizată ca indicator al zonelor productive. Intervalele cu separație evidentă a curbelor corespund unor colectoare nisipoase/grezoase cu hidrocarburi ( $\bar{\sigma}_h \approx 0.6 \text{ g/cm}^3$ ).

4. Identificarea litologiei probabile a formațiunilor investigate poate fi realizată prin reprezentarea curbelor de porozitate neutronică  $P_N$  (raportată la matrice calcar) și densitate  $\delta$  în așa-numitele *scări compatibile* (Fig. 23). Pentru scara compatibilă calcar ("*limestone scale*"), curba  $P_N$  se reprezintă în scara uzuală  $+0.45 \div -0.15$ , iar curba  $\delta$  în scara  $1.95 \div 2.95 \text{ g/cm}^3$ . Pentru scara compatibilă gresie ("*sandstone scale*") curbele  $P_N$  și  $\delta$  se reprezintă în scările  $+0.45 \div -0.15$  și, respectiv,  $1.90 \div 2.90 \text{ g/cm}^3$ . În formațiunile acvifere curate cu litologie corespunzătoare scării de reprezentare, curbele  $P_N$  și  $\delta$  se vor suprapune pe întreg domeniul de porozități. Pentru alte litologii, între cele două curbe va exista o separație al cărei semn se consideră pozitiv dacă curba  $\delta$  se plasează la dreapta curbei  $P_N$  și negativ în cazul invers.

În scara compatibilă calcar separația dintre curbele  $P_N$  și  $\delta$  va fi practic nulă în formațiuni calcaroase acvifere, dolomitele vor produce o separație de 0.08 - 0.12 (8 - 12%), anhidritele o separație de minimum 0.15 (15%), iar formațiunile nisipoase/grezoase o separație inversă ("*crossover*") de până la -0.07 (-7%). În scara compatibilă gresie curbele  $P_N$  și  $\delta$  vor fi practic suprapuse în formațiunile nisipoase/grezoase acvifere, calcarele vor produce o separație de cca. 0.07 (7%), dolomitele o separație de minimum 0.15 (15%), iar în anhidrite se va înregistra o separație de minimum 0.22 (22%). Sarea va produce o separație de până la -0.45 (-45%) în scara compatibilă calcar și până la -0.37 (-37%) în scara compatibilă gresie. Pe ambele scări, argilele vor determina separații pozitive caracteristice, mari și relativ constante, între curbele  $P_N$  și  $\delta$ . Prezența hidrocarburilor va conduce la separații negative a căror magnitudine este invers proporțională cu densitatea hidrocarburilor  $\delta_h$  (separația crește la scăderea  $\delta_h$ , fiind mai evidentă în cazul gazelor). Datorită efectelor de semn opus, în formațiunile argiloase productive este posibil ca separația negativă produsă de hidrocarburi să fie compensată (anulată) de efectul argilei, astfel încât între curbele  $P_N$  și  $\delta$  nu se observă o separație evidentă.

În cazul rezervoarelor nisipoase/grezoase curate (identificate prin valorile scăzute pe curba  $I_V$ ) se poate întâlni frecvent o mică separație între curbele  $P_N$  și  $\delta$ , determinată de prezența unor minerale cu densitate mai mare decât cea a cuarțului. Acestea pot fi reprezentate de un ciment carbonatic, fragmente de roci vulcanice, mice etc. Valorile mari de radioactivitate pe curba  $I_V$  cuplate cu separații reduse sau nule între curbele  $P_N$  și  $\delta$  indică prezența unor nisipuri/gresii sau calcare radioactive. Dolomitele radioactive pot fi identificate în raport cu argilele prin utilizarea carotajului gama spectral, pentru că ambele tipuri de roci produc separații importante între curbele  $P_N$  și  $\delta$ . Carotajul spectral al radioactivității gama naturale rezolvă această nedeterminare, argilele fiind indicate de valorile mari pe curba  $I_{V,Th}$  (componenta thorică) iar dolomitele, de obicei, de valorile mari pe curba  $I_{V,U}$  (componenta uranică).

Criteriile de identificare rapidă a zonelor de interes, posibil productive ("*pay zones*"), în raport cu intervalele acvifere sau zonele compacte ("*tight zones*") sunt diferite în funcție de litologia formațiunilor. Astfel, în formațiunile clastice (secvențele nisipoase/grezoase-argiloase), datorită faptului că rezistivitatea argilelor care delimitează rezervoarele tinde să varieze lent cu adâncimea, identificarea posibilelor zone productive se va realiza, în primul rând, prin analiza rezistivității intervalelor poroase-permeabile curate. În formațiunile carbonatice rezistivitatea rocilor poate varia relativ rapid și într-un domeniu larg de valori, astfel încât zonele de interes vor fi identificate, în primul rând, prin analiza porozității efective a intervalelor curate. În Fig. 24 aceste criterii de identificare sunt prezentate sub formă de diagrame, pentru cele două tipuri majore de litologii.

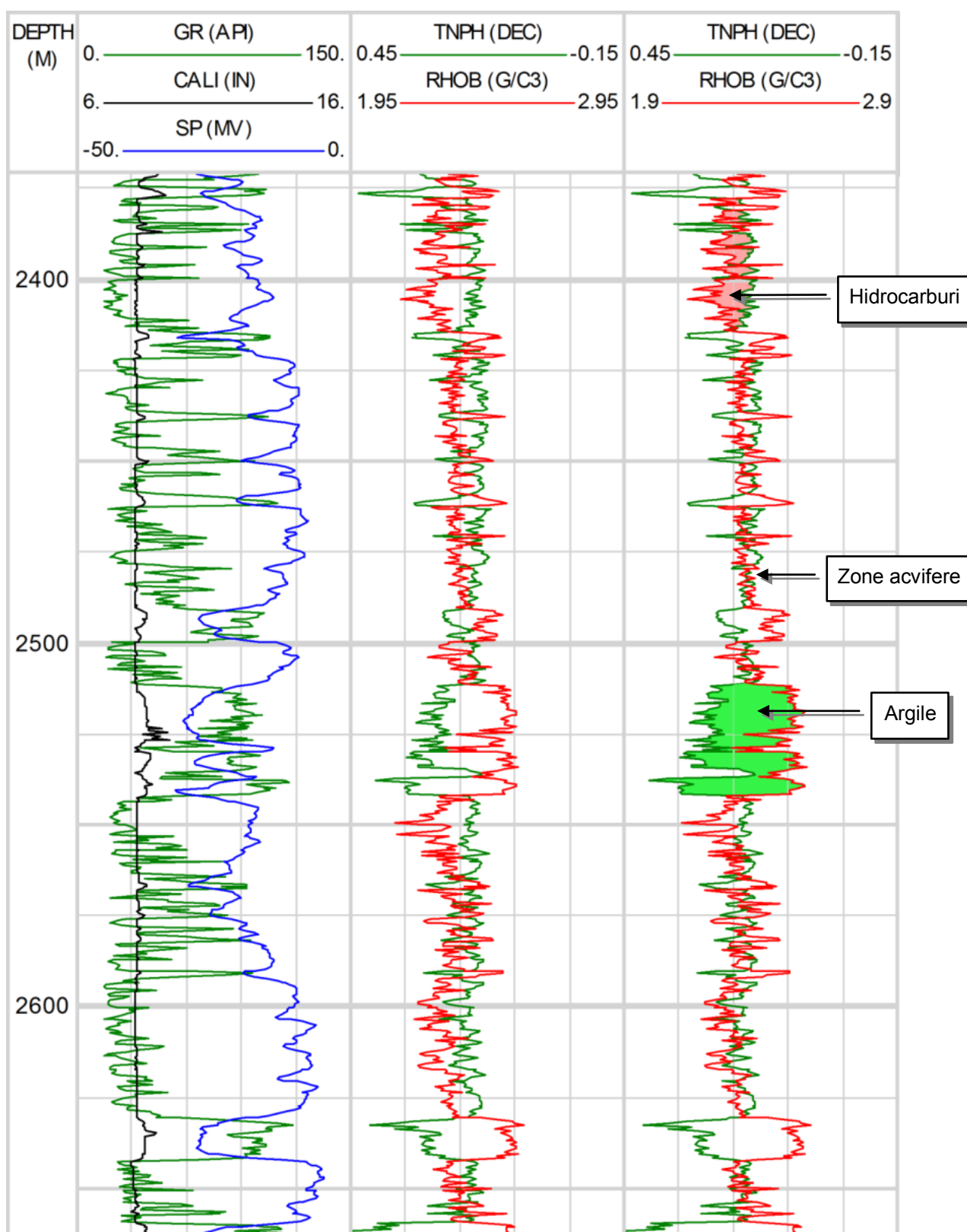


Fig. 23. Suprapunere ("overlay") a curbelor de porozitate neutronică  $P_N$  (TNPH) și densitate globală  $\delta$  (RHOB) în scară compatibilă calcar (trasa 2) și scară compatibilă gresie (trasa 3). Sunt evidențiate separațiile caracteristice și opuse dintre cele două curbe în intervalele argiloase și în formațiunile colectoare cu hidrocarburi și separația practic nulă în formațiunile acvifere curate.



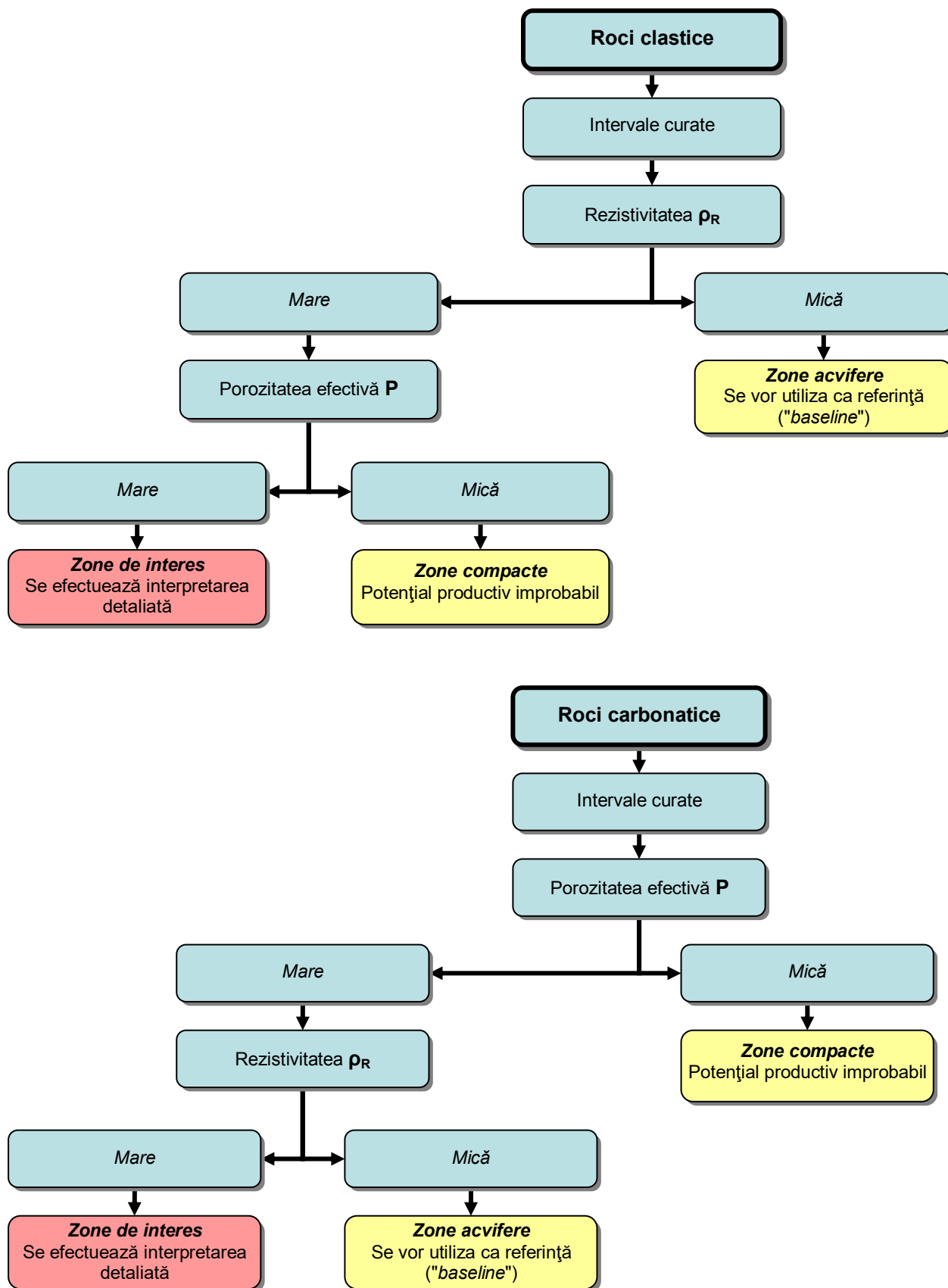


Fig. 24. Criterii de identificare a zonelor de interes, posibil productive, în formațiuni clastice (nisipoase/grezoase) și carbonatice, pe baza analizei rezistivității reale  $\rho_R$  și porozității efective **P**.

# 3

## **ANALIZA REZULTATELOR INTERPRETĂRII CANTITATIVE A DIAGRAFIILOR GEOFIZICE**

- ❑ INTERPRETAREA CANTITATIVĂ STANDARD (DETERMINISTICĂ)  
A DIAGRAFIILOR GEOFIZICE**
- ❑ INTERPRETAREA CANTITATIVĂ PROBABILISTICĂ  
(STATISTICĂ) A DIAGRAFIILOR GEOFIZICE**
- ❑ CARACTERIZAREA REZERVOARELOR DE HIDROCARBURI PRIN  
INTERMEDIUL DEPENDENȚELOR POROZITATE - SATURAȚIE ÎN  
APĂ ȘI AL PERMEABILITĂȚII**

### 3.1. INTERPRETAREA CANTITATIVĂ STANDARD (DETERMINISTICĂ) A DIAGRAFIILOR GEOFIZICE

Obiectivele majore ale interpretării cantitative a diagrafiilor geofizice înregistrate în sonde netubate sunt porozitatea efectivă  $\mathbf{P}$  și saturațiile în apă în zona neinvadată ( $\mathbf{S}_A$ ) și subzona spălată ( $\mathbf{S}_{Aio}$ ) a formațiunilor poroase-permeabile. Figura 25 ilustrează modul de prezentare a rezultatelor complete ale interpretării pentru setul de diagrafiile geofizice din Fig. 1, pe intervalul de adâncime 2371 - 2663 m, în cazul unei sonde care a traversat formațiuni nisipoase/grezoase saturate cu apă și hidrocarburi. Informațiile esențiale sunt furnizate de trasele 3 - analiza volumetrică a fluidelor și 4 - analiza volumetrică a formațiunilor din punct de vedere al litologiei și porozității, curbele incluse fiind:  $\mathbf{P}$  = porozitatea efectivă (*PHIE*),  $\mathbf{C}_a$  = conținutul în argilă (*VWCL*),  $\mathbf{V}_A = \mathbf{P} \cdot \mathbf{S}_A$  = fracțiunea volumetrică de apă în zona neinvadată (*BVW*) și  $\mathbf{V}_{Aio} = \mathbf{P} \cdot \mathbf{S}_{Aio}$  = fracțiunea volumetrică de apă în subzona spălată (*BVWSXO*). În trasa 4, volumul de formațiune cuprins între curbele  $\mathbf{C}_a$  și  $\mathbf{P}$  este reprezentat de fracțiunea de matrice minerală  $\mathbf{V}_m$  (în cazul de față, cuarț). Saturațiile în hidrocarburi în zona neinvadată și subzona spălată a formațiunilor colectoare sunt  $\mathbf{S}_H = 1 - \mathbf{S}_A$  (saturația totală în hidrocarburi) și  $\mathbf{S}_{HR} = 1 - \mathbf{S}_{Aio}$  (saturația în hidrocarburi reziduale), saturația în hidrocarburi mobile fiind reprezentată de diferența  $\mathbf{S}_{HM} = \mathbf{S}_H - \mathbf{S}_{HR} = \mathbf{S}_{Aio} - \mathbf{S}_A$ . Multiplicând saturațiile în hidrocarburi reziduale și mobile cu valoarea porozității efective se obțin  $\mathbf{V}_{HR} = \mathbf{P} \cdot \mathbf{S}_{HR}$  = fracțiunea volumetrică de hidrocarburi reziduale (reprezentată cu culoare roșie) și  $\mathbf{V}_{HM} = \mathbf{P} \cdot \mathbf{S}_{HM}$  = fracțiunea volumetrică de hidrocarburi mobile (reprezentată cu culoare galbenă).

Pentru estimarea unor parametri de calcul și, de asemenea, pentru evaluarea corectitudinii interpretării, în afara parametrilor petrofizici menționați este util să se includă în prezentarea rezultatelor și o serie de parametri suplimentari, cum ar fi:  $\rho_{A,ai} = \rho_R / F = \rho_R \cdot a^{-1} \cdot P^m$  (rezistivitatea aparentă a apelor de formațiune),  $\rho_{A,fn} = \rho_{io} / F = \rho_{io} \cdot a^{-1} \cdot P^m$  (rezistivitatea aparentă a filtratului de noroi),  $\mathbf{S}_A$  și  $\mathbf{S}_{Aio}$ . Curbele de saturație în apă prezentate separat sunt cele efectiv rezultate din calcul și nu trebuie limitate la intervalul fizic posibil 0 - 1 (0 - 100%). În trasa 1 din Fig. 25 sunt incluse rezistivitățile aparente  $\rho_{A,ai}$  (*Rw App*) și  $\rho_{A,fn}$  (*Rmf App*), iar în trasa 2 saturațiile în apă "nelimitate"  $\mathbf{S}_A$  (*SWU*) și  $\mathbf{S}_{Aio}$  (*SXOU*).

Evaluarea calității interpretării se realizează, în primul rând, prin analiza vizuală a curbelor  $\mathbf{P}$ ,  $\mathbf{S}_A$ ,  $\mathbf{S}_{Aio}$  și a fracțiunilor volumetrice de fluide  $\mathbf{V}_A$ ,  $\mathbf{V}_{HM}$  și  $\mathbf{V}_{HR}$ . Pe intervale de adâncime relativ lungi, mai ales în formațiunile nisipoase/grezoase-argiloase, rezervoarele sunt, de obicei, separate de bariere impermeabile reprezentate de argile sau de zone compacte, cu porozitate practic nulă. De aceea, porozitatea efectivă calculată pe astfel de intervale trebuie să prezinte zone de "închidere" ( $\mathbf{P} \approx 0$ ), care delimitează rezervoarele individuale. Dacă porozitatea efectivă are valori  $\mathbf{P} > 0$  pe întreg intervalul de adâncime interpretat, este posibil ca unul sau mai mulți parametri de calcul (ex. conținutul în argilă  $\mathbf{C}_a$  sau parametrii petrofizici ai matricei minerale și ai argilelor:  $\delta_m$ ,  $\Delta t_m$ ,  $\delta_a$ ,  $\mathbf{P}_{Na}$ ,  $\Delta t_a$ ,  $\rho_a$ ) să fi fost incorect determinați sau selectați. De asemenea, prezența unor saturații în hidrocarburi  $\mathbf{S}_H > 0$  pe întreg intervalul de adâncime interpretat este extrem de improbabilă și, de obicei, constituie un indiciu că anumiți parametri (ex.  $\mathbf{P}$ ,  $\mathbf{a}$ ,  $\mathbf{m}$ ,  $\mathbf{n}$ ,  $\rho_{ai}$ ,  $\rho_{fn}$ ,  $\rho_a$ ) au fost determinați sau selectați în mod eronat. În trasele 2 (saturațiile în apă) și 3 (fracțiunile volumetrice de apă și hidrocarburi) din Fig. 25 se observă că interpretarea diagrafiilor a evidențiat două zone cu hidrocarburi localizate pe intervalele de adâncime 2371- 2415 m și 2541 - 2579 m, restul formațiunilor din intervalul de adâncime analizat fiind acvifere. În cazul rezervorului superior fracțiunea volumetrică de apă  $\mathbf{V}_A$  are valori relativ constante (în medie, 0.06) aproape pe întreaga sa grosime, indicând omogenitatea formațiunii și faptul că apa conținută în spațiul poros este, probabil, *ireductibilă* (imobilă, datorită forțelor capilare). Un astfel de rezervor aflat la *saturație ireductibilă în apă* ( $\mathbf{S}_{A,ir}$ ) va produce doar hidrocarburi, fără conținut de apă.

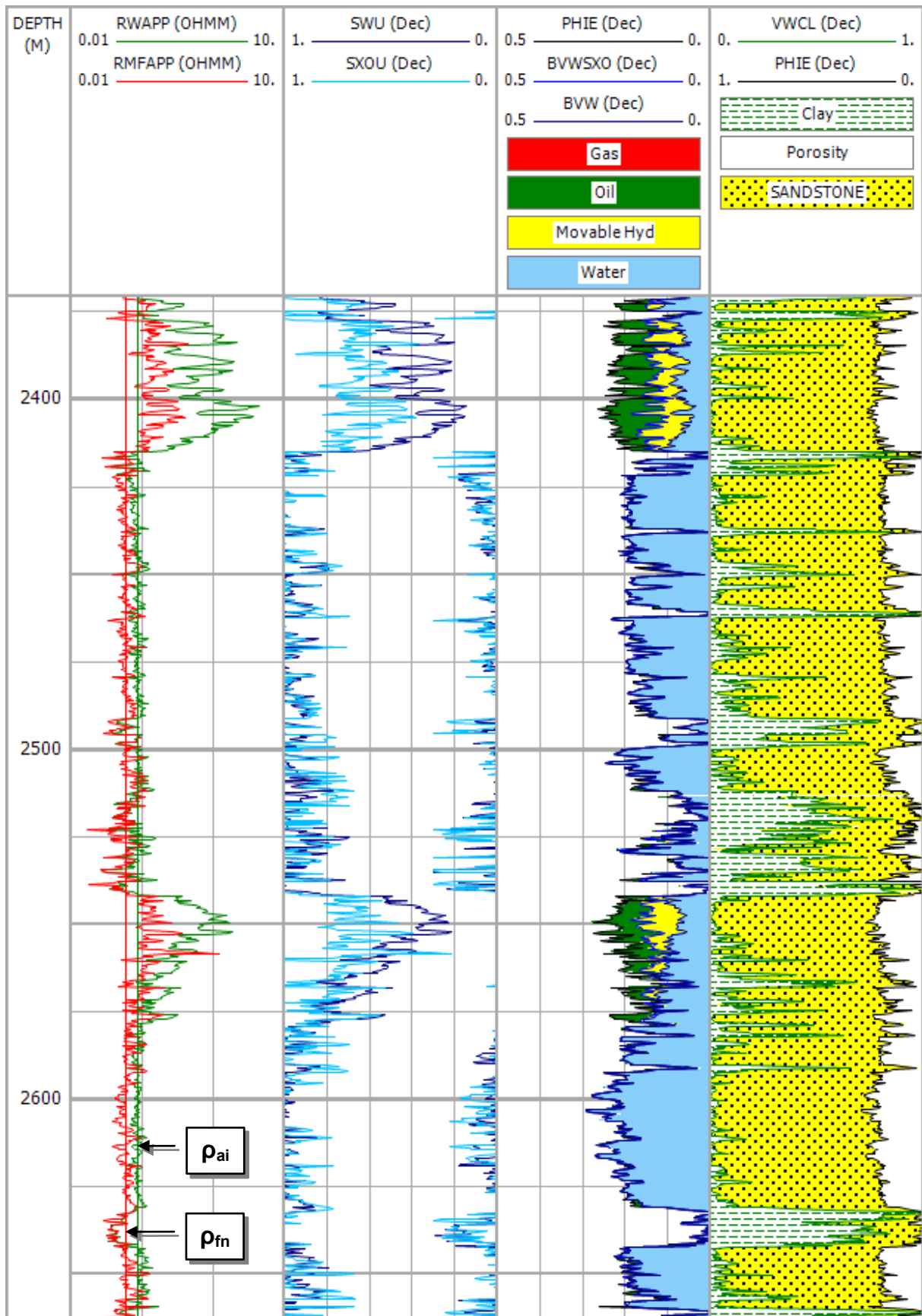


Fig. 25. Modul de prezentare a rezultatelor interpretării cantitative standard a diagrafiilor geofizice. Sunt indicate valorile selectate ale rezistivității apelor de formațiune  $\rho_{ai}$  și filtratului de noroi  $\rho_{fn}$ .

Pentru rezervorul productiv inferior se observă că  $V_A$  este relativ constantă doar pe intervalul de adâncime 2541 - 2552.5 m (în medie, 0.06), existând apoi o zonă de tranziție în care  $V_A$  crește treptat, pe intervalul 2552.5 - 2579 m. Creșterea  $V_A$  arată că baza acestui rezervor nu se află la saturație ireductibilă, formațiunea conținând în spațiul poros mai multă apă decât ar putea fi reținută prin forțele capilare. Dacă rezervorul ar fi perforat (deschis) pe intervalul de adâncime 2552.5 - 2579 m, ar produce hidrocarburi și un conținut ridicat de apă de zăcământ.

Identificarea mai clară a zonelor aflate la saturație ireductibilă în apă se poate realiza pe baza unei dependențe  $P = f(S_A)$  sau  $S_A = f(P)$  (*Buckles Crossplot* - Buckles, 1965), în cadrul căreia datele corespunzătoare zonelor respective se vor plasa pe hiperbole de ecuație  $V_{A,ir} = P \cdot S_{A,ir} \approx \text{constant}$ . O astfel de dependență, pentru întreg intervalul de adâncime 2371 - 2663 m, este prezentată în Fig. 26. Datele  $[P, S_A]$  au fost filtrate după valorile calculate ale conținutului în argilă, reținându-se doar nivelele relativ curate, cu  $C_a \leq 0.1$ . Pentru evidențierea tendințelor de distribuție a datelor, ca axă  $z$  s-a utilizat curba cu investigare adâncă  $\rho_{A,LLD}$  (*Deep Laterolog*)  $\approx \rho_R$ , folosită și pentru determinarea saturației în apă  $S_A$ . Codul de culoare al perechilor de valori  $[P, S_A]$  corespunde, deci, valorilor de rezistivitate.

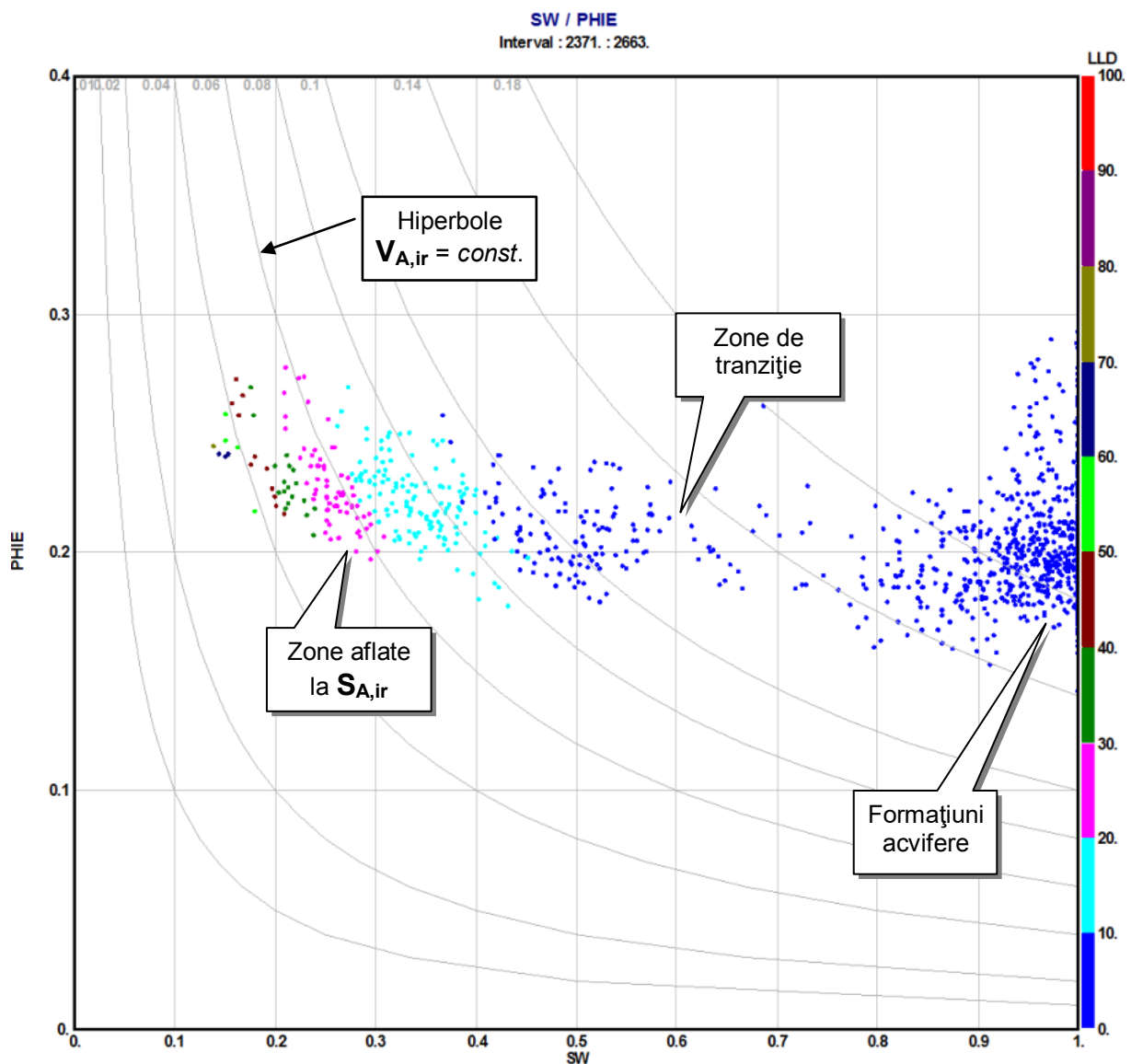


Fig. 26. Dependență  $P = f(S_A)$  utilizată pentru identificarea zonelor aflate la  $S_{A,ir}$ .

Fracțiunea volumetrică de apă ireductibilă ( $V_{A,ir}$ ) reținută în spațiul poros al unei formațiuni crește odată cu descreșterea mărimii granulelor minerale, cele mai ridicate valori  $V_{A,ir}$  fiind întâlnite în cazul rocilor siltice, cu granulație foarte fină. În Tabelul 5 (Asquith & Krygowski, 2004) este prezentată relația dintre  $V_{A,ir}$  ( $BVW_{irr}$  - "Bulk Volume Water Irreducible") și granulometria sau tipul de porozitate al formațiunilor, pentru litologiile majore. Prin compararea acestor valori cu valorile  $V_A$  obținute din interpretarea diagramei geofizice se poate determina dacă un rezervor caracterizat de o anumită mărime a granulelor minerale sau un anumit tip de porozitate se află, sau nu, la saturație ireductibilă în apă.

Tabelul 5. *Dependența dintre fracțiunea volumetrică de apă ireductibilă reținută în spațiul poros și granulometria sau tipul de porozitate al formațiunilor.*

ROCI NISIPOASE / GREZOASE		
Mărimea granulelor		$V_{A,ir}$ ( $BVW_{irr}$ )
Grosieră	1.0 - 0.5 mm	0.02 - 0.025
Medie	0.5 - 0.25 mm	0.025 - 0.035
Fină	0.25 - 0.125 mm	0.035 - 0.05
Foarte fină	0.125 - 0.0625 mm	0.05 - 0.07
Silt	< 0.0625 mm	0.07 - 0.09
ROCI CARBONATICE		
Tipul porozității		$V_{A,ir}$ ( $BVW_{irr}$ )*
Porozitate vacuolară ("vuggy")		0.005 - 0.015
Porozitate vacuolară și intercristalină (intergranulară)		0.015 - 0.025
Porozitate intercristalină (intergranulară)		0.025 - 0.04
Microporozitate ("chalky")		0.05

\* Valorile  $V_{A,ir}$  specificate pentru rocile carbonatice trebuie utilizate doar ca indicatori foarte generali ai diverselor tipuri de porozitate.

Rezervoarele carbonatice sunt caracterizate de o extremă eterogenitate a porozității și permeabilității. Această eterogenitate este determinată atât de faciesul carbonatic și mediul depozițional cât și de procesele diagenetice sau tectonice. Principalele tipuri de porozitate întâlnite în aceste formațiuni sunt: intergranulară (spațiul dintre granulele minerale), intercristalină (tipică pentru dolomite), vacuolară (pori cu dimensiuni mai mari decât granulele minerale) și microporozitatea (ex. calcarele cretoase). La acestea se adaugă porozitatea secundară de tip fractural-fisural. Procesul de dolomitizare a calcarelor ( $CaCO_3 \rightarrow CaMg(CO_3)_2$ ) poate genera uneori o porozitate vacuolară sau intercristalină de 12 - 13%, în timp ce procesele de îngropare sau tectonice conduc, de obicei, la o porozitate fracturală-fisurală. Porozitatea și permeabilitatea sunt adeseori îmbunătățite și prin procesele de dizolvare care au loc în rocile carbonatice.

Interpretarea corectă a diagramei din punct de vedere al saturațiilor în fluide este condiționată de alegerea judicioasă a unor parametri critici, printre cei mai importanți fiind  $\rho_{ai}$  și  $\rho_{fn}$ . Dacă acești parametri nu sunt disponibili prin măsurători directe de rezistivitate pe probe de apă de formațiune și filtrat de noroi, ei pot fi estimați printr-o serie de procedee, dintre care menționăm metoda rezistivității aparente a apelor de formațiune (filtratului de noroi) și dependențele rezistivitate - porozitate ( $\rho_R = f(P)$  sau  $\rho_{io} = f(P)$ ) de tip *Hingle Crossplot* (Hingle, 1959) sau *Pickett Crossplot* (Pickett, 1973). Aceste procedee pot fi utilizate atât pentru determinarea inițială a valorilor  $\rho_{ai}$  și  $\rho_{fn}$  necesare interpretării, cât și pentru verificarea și, eventual, îmbunătățirea/rafinarea acestor valori prin analiza rezultatelor interpretării preliminare. Dacă se utilizează metoda rezistivității aparente a apelor de formațiune,  $\rho_{ai}$  se va selecta, teoretic, ca valoarea minimă a curbei calculate  $\rho_{A,ai}$  la nivelul

formațiunilor poroase-permeabile curate. Această alegere este justificată de faptul că acviferele de mare adâncime sunt, de obicei, saturate cu ape mineralizate, conductoare, a căror rezistivitate poate scădea, în funcție de salinitate și temperatură, până la valori de circa 0.01  $\Omega\text{m}$  (apele cantonate în acviferele de mică adâncime sunt mult mai dulci, având rezistivități care ating sau depășesc 20 - 50  $\Omega\text{m}$ ). Ca ordin de mărime, o soluție saturată de NaCl aflată la temperatura de 20 °C are o salinitate de aproximativ 260 g/l (260000 ppm) și o rezistivitate de 0.04  $\Omega\text{m}$ .

În practică, din cauza neomogenității formațiunilor și a condițiilor nefavorabile de măsură din gaura de sondă ("zgomotul geologic") este indicat ca  $\rho_{ai}$  să fie selectată ca valoarea cea mai frecventă (modulul) a curbei  $\rho_{A,ai}$  din intervalele colectoare curate. Uzual,  $\rho_{ai}$  astfel determinată se va situa sub 1  $\Omega\text{m}$ , iar o valoare medie foarte generală este  $\rho_{ai} \approx 0.1$   $\Omega\text{m}$  la temperatura formațiunilor. În același mod poate fi estimată rezistivitatea filtratului de noroi la temperatura formațiunilor, ca valoarea cea mai frecventă a curbei calculate  $\rho_{A,fn}$  în intervalele colectoare curate. Identificarea automată a acestor intervale se poate realiza prin filtrarea datelor de observație, adoptând anumite valori limitative ("cut-offs") pentru curbele  $I_V$  sau  $C_a$  și reținând doar nivelele de adâncime pentru care  $I_V < I_{V,lim}$  sau  $C_a < C_{a,lim}$ .

Valorile de rezistivitate selectate pe baza curbelor  $\rho_{A,ai}$  și  $\rho_{A,fn}$  din Fig. 25 - trasa 1 sunt  $\rho_{ai} \approx 0.085$   $\Omega\text{m}$  și  $\rho_{fn} \approx 0.055$   $\Omega\text{m}$  (ambele la temperatura formațiunilor), ele fiind reprezentate prin cele două drepte verticale. Se observă că aceste valori mediază foarte bine tendința curbelor  $\rho_{A,ai}$  și  $\rho_{A,fn}$  în zonele acvifere ale intervalului de adâncime analizat (2415 - 2541 m și 2579 - 2663 m) și au fost utilizate, pe întregul interval, pentru calcularea saturațiilor în apă  $S_A$  și  $S_{Aio}$ . Curbele "nelimitate" de saturație în apă din Fig. 25 - trasa 2 oferă o modalitate suplimentară de evaluare a calității interpretării. În zonele acvifere ale intervalului analizat, ambele saturații în apă trebuie să aibă o valoare strict unitară ( $S_A = S_{Aio} = 1 = 100\%$ ). În practică este acceptată o anumită fluctuație statistică a saturațiilor (sunt admise valori  $S_A < 1$  și  $S_A > 1$  sau  $S_{Aio} < 1$  și  $S_{Aio} > 1$  într-o anumită bandă de zgomot), fiind, însă, necesar ca valorile medii (sau cele mai frecvente) ale  $S_A$  și  $S_{Aio}$  să fie unitare.

În Fig. 27 și Fig. 28 sunt prezentate histogramele saturațiilor în apă  $S_A$  și  $S_{Aio}$  pentru zona acviferă 2415 - 2541 m, parametrii statistici corespunzători fiind menționați în tabelul următor:

Tabelul 6. Parametrii statistici ai saturațiilor în apă  $S_A$  și  $S_{Aio}$  calculate în zona acviferă 2415 - 2541 m a intervalului interpretat.

	Minima	Maxima	Media	Modulul	Deviația standard
$S_A$	0.716	1.300	0.996	1.010	0.096
$S_{Aio}$	0.668	1.300	0.965	0.990	0.120

Se observă că valorile cele mai frecvente ale  $S_A$  și  $S_{Aio}$  sunt foarte apropiate de unitate, indicând, și în acest mod, selectarea adecvată a rezistivității apelor de formațiune și filtratului de noroi. Dispersia valorilor în jurul saturațiilor teoretice de 100% (deviații standard de 9.6% și 12% pentru  $S_A$  și, respectiv,  $S_{Aio}$ ) este normală și se datorează incertitudinii ecuațiilor (modelelor) de saturație în apă utilizate sau a unor parametri de interpretare, prezenței intercalațiilor argiloase, variației unor proprietăți petrofizice ale formațiunilor, variațiilor litologice-mineralogice sau efectului condițiilor nefavorabile de măsură la anumite nivele de adâncime. În orice caz, alegerea judicioasă a parametrilor de interpretare astfel încât  $S_A$  și  $S_{Aio}$  să fie cât mai apropiate de 1 (așa-numita "water line" sau "baseline") în formațiunile acvifere curate are o importanță hotărâtoare pentru evaluarea corectă a diagrafiilor înregistrate în sondele săpate pentru hidrocarburi. Această "calibrare" a saturațiilor în apă  $S_A$  și  $S_{Aio}$  în intervalele acvifere permite stabilirea nivelului de referință în raport cu care sunt interpretate posibilele intervale productive.

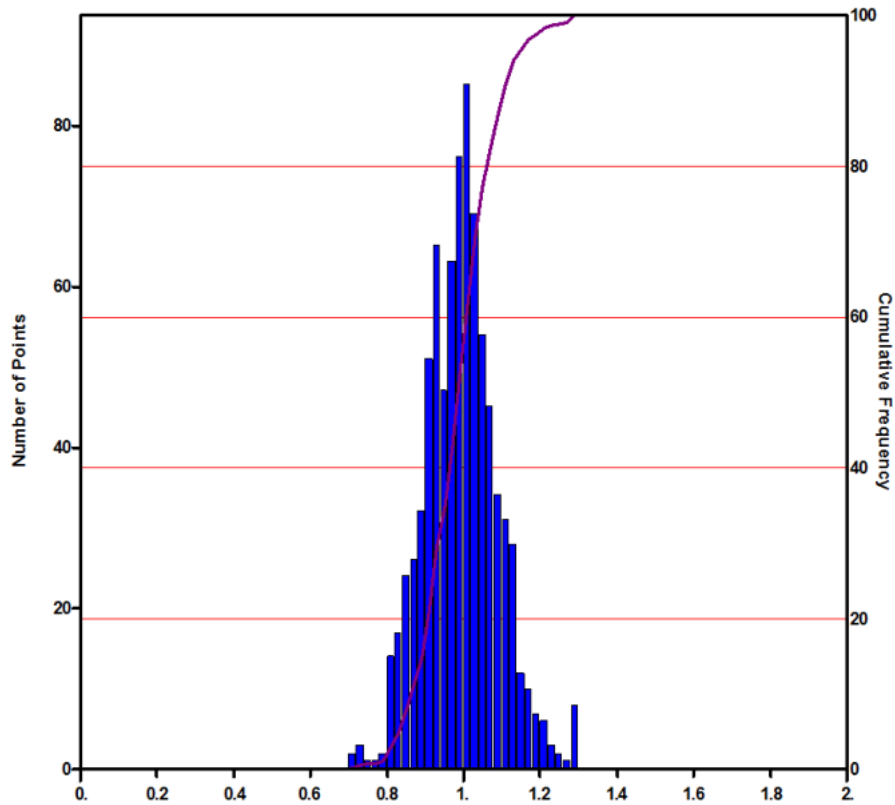


Fig. 27. Histograma saturației în apă în zona neinvadată ( $S_A$ ) pentru formațiunile poroase-permeabile acvifere din intervalul 2415 - 2541 m.

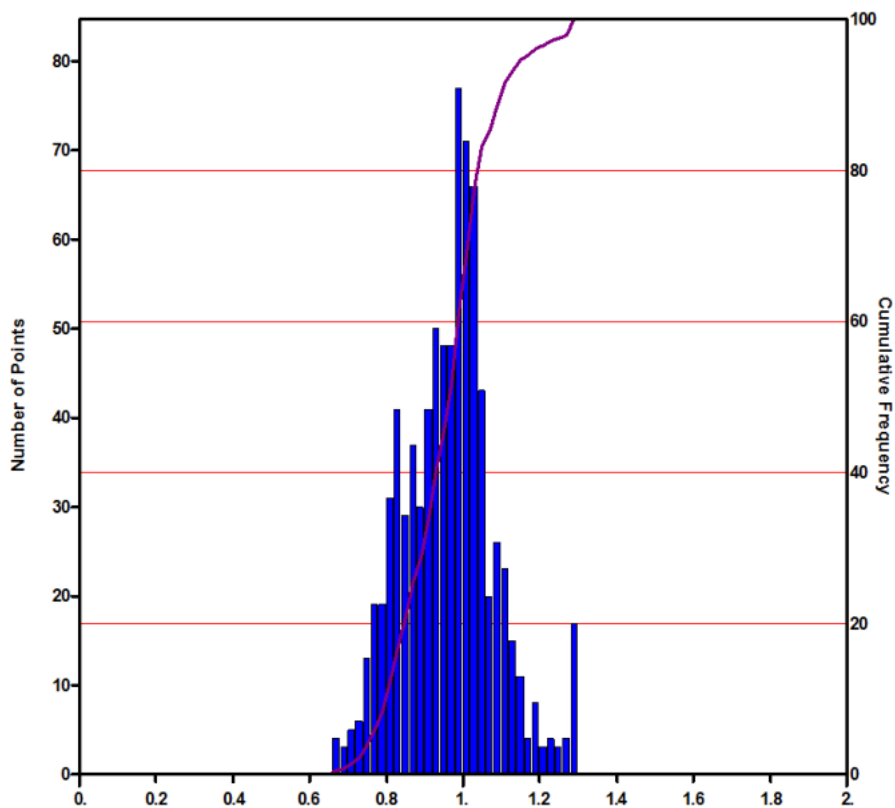


Fig. 28. Histograma saturației în apă în subzona spălată ( $S_{Aio}$ ) pentru formațiunile poroase-permeabile acvifere din intervalul 2415 - 2541 m.



Dependențele (crossplot-urile) rezistivitate - porozitate sunt extrem de utile pentru estimarea parametrilor de interpretare  $\mathbf{a}$ ,  $\mathbf{m}$ ,  $\rho_{ai}$  și  $\rho_{fn}$  și pentru evaluarea rezultatelor interpretării. În Fig. 29 este prezentată o dependență  $\log(\mathbf{P}) = f(\log(\rho_{\mathbf{R}}))$  (Pickett Crossplot) corespunzând rezultatelor din Fig. 25. Ca rezistivitate reală  $\rho_{\mathbf{R}}$  s-a utilizat curba cu investigare adâncă  $\rho_{\mathbf{A,LLD}}$ , iar porozitatea efectivă  $\mathbf{P}$  este cea rezultată din interpretare. Datele de observație au fost filtrate după valorile cavernogramei (diametrul real al găurii de sondă), prin eliminarea nivelelor de adâncime care prezentau excavări semnificative și care ar fi determinat o dispersie accentuată a datelor. Pentru vizualizarea gradului de contaminare cu argilă a formațiunilor, diagrapia radioactivității gama naturale  $I_{\gamma}$  (GR) a fost folosită ca axă z, perechile de valori  $[\rho_{\mathbf{R}}, \mathbf{P}]$  având un cod de culoare ce corespunde scării de radioactivitate (unități API). Tendința liniară de grupare a datelor din zona centrală a dependenței, pe o direcție aproximativă NV-SE, corespunde formațiunilor acvifere curate sau relativ curate, cu radioactivități  $I_{\gamma} \leq 30$  API. Dreapta de regresie interpolată prin această grupare de date materializează linia apei ("water line"), adică nivelul de referință  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}} = 1$  (100%). Panta dreptei de regresie corespunde valorii  $-1/\mathbf{m}$ , în cazul de față rezultând exponentul de cimentare  $\mathbf{m} \approx 2.0$ . Intersecția dreptei de regresie cu abscisa pentru o valoare a porozității efective  $\mathbf{P} = 1$  (100%) furnizează valoarea produsului  $\mathbf{a} \cdot \rho_{ai}$ . În absența unor măsurători directe, efectuate pe carote, pentru factorul de tortuozitate  $\mathbf{a}$  se poate adopta o valoare unitară; în acest caz, intersecția cu abscisa a liniei apei la  $\mathbf{P} = 1$  determină rezistivitatea apei de formațiune  $\rho_{ai}$ . Se observă că valoarea  $\rho_{ai} \approx 0.085 \Omega\text{m}$  utilizată în interpretare a fost corectă, deoarece dreapta de referință  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}} = 1$  corespunzătoare ei ajustează foarte bine tendința liniară a formațiunilor acvifere. Dreptele corespunzătoare altor valori constante ale saturației în apă (în Fig. 29 sunt reprezentate saturațiile  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}} = 0.5, 0.3$  și  $0.2$ ) sunt paralele cu linia apei și se deplasează progresiv în direcția NE.

Datele de observație care se îndepartează de dreapta  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}} = 1$  în direcția aproximativă E, în sensul creșterii valorilor  $\rho_{\mathbf{R}}$ , corespund celor două intervale cu hidrocarburi identificate în sonda analizată. Tendința cvasi-verticală de grupare a datelor către S, sub dreapta  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}} = 1$  (valori scăzute și relativ constante ale  $\rho_{\mathbf{R}}$ ) corespunde intervalelor argiloase, cu porozitate efectivă redusă sau practic nulă. Rezistivitatea argilelor ( $\rho_{\mathbf{a}}$ ) poate fi estimată ca valoarea  $\rho_{\mathbf{R}}$  medie a acestei grupări de date, în cazul de față rezultând  $\rho_{\mathbf{a}} \approx 3.5 \Omega\text{m}$ .

O dependență  $\log(\mathbf{P}) = f(\log(\rho_{io}))$  poate fi, de asemenea, utilizată pentru determinarea valorii rezistivității filtratului de noroi la temperatura formațiunilor sau pentru verificarea corectitudinii valorii  $\rho_{fn}$  folosite în interpretare. Această dependență este prezentată în Fig. 30, rezistivitatea subzonei spălate  $\rho_{io}$  fiind aproximată prin curba  $\rho_{\mathbf{A,MSFL}}$  (rezistivitatea aparentă măsurată de un microdispozitiv focalizat de tip *Micro-Spherically Focused Log*) folosită și pentru determinarea saturației în apă  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}io}$ .

Trend-ul liniar al perechilor de valori  $[\rho_{io}, \mathbf{P}]$  pe direcția aproximativă NV-SE corespunde, și în acest caz, formațiunilor acvifere curate, cu radioactivitate scăzută. Dreapta de regresie trasată prin această grupare de date reprezintă nivelul de referință  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}io} = 1$  (100%), panta ei determinând valoarea exponentului de cimentare  $\mathbf{m}$ . Ajustarea foarte bună a tendinței acvifere a formațiunilor curate prin intermediul dreptei  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}io} = 1$  (linia apei) indică faptul că parametrii  $\rho_{fn} \approx 0.055 \Omega\text{m}$  și  $\mathbf{m} \approx 2.0$  utilizați pentru interpretarea diagrapfiilor au fost corect selectați. Alte valori constante de saturație în apă în subzona spălată (ex.  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}io} = 0.5, 0.3$  și  $0.2$ ) sunt reprezentate în dependența din Fig. 30 de familia de drepte paralele cu linia apei.

Datele care se îndepartează de dreapta  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}io} = 1$  în direcție aproximativă NE, în sensul creșterii valorilor  $\rho_{io}$ , corespund în acest caz hidrocarburilor reziduale din cele două intervale productive evidențiate. Intervalele argiloase, cu porozitate efectivă scăzută sau nulă, sunt identificate prin tendința cvasi-verticală de grupare a datelor către S, sub dreapta  $\mathbf{S}_{\mathbf{A}io} = 1$ . Valoarea medie a rezistivității argilelor dedusă din curba  $\rho_{\mathbf{A,MSFL}}$  este  $\rho_{\mathbf{a}} \approx 3.0 \Omega\text{m}$ .

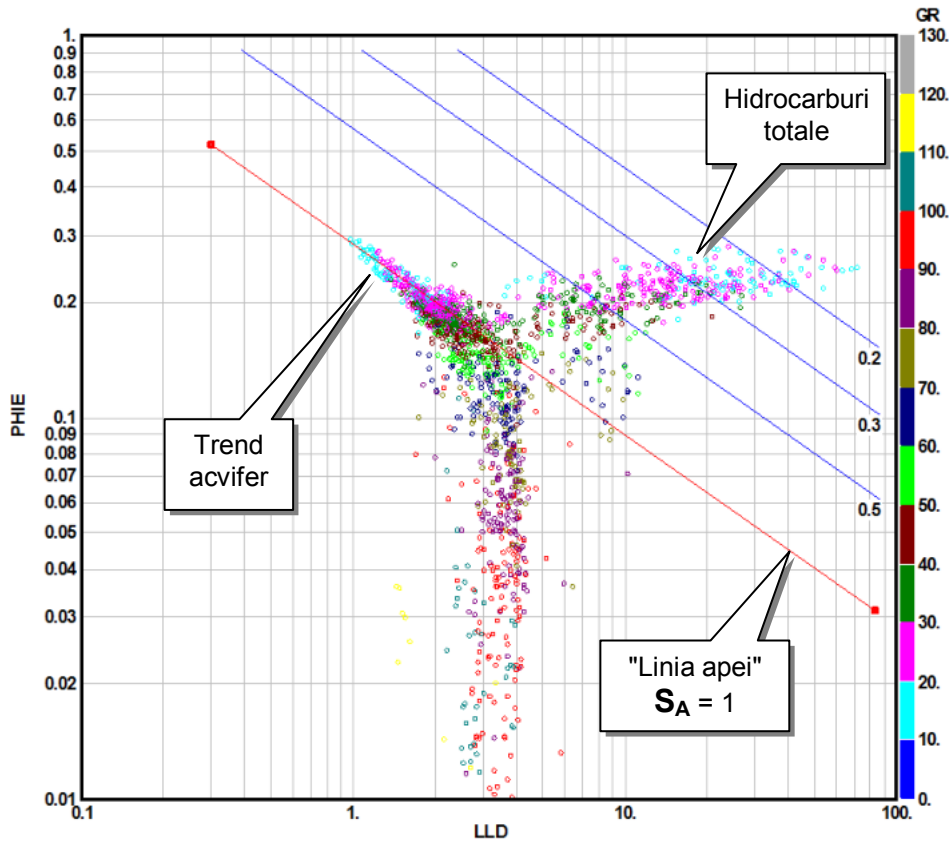


Fig. 29. Dependență  $\log(\mathbf{P}) = f(\log(\mathbf{p}_R))$  (Pickett Crossplot). Diagrama radioactivității gama naturale  $I_V$  (GR) este utilizată ca axă Z pentru separarea formațiunilor după gradul de contaminare cu argilă.

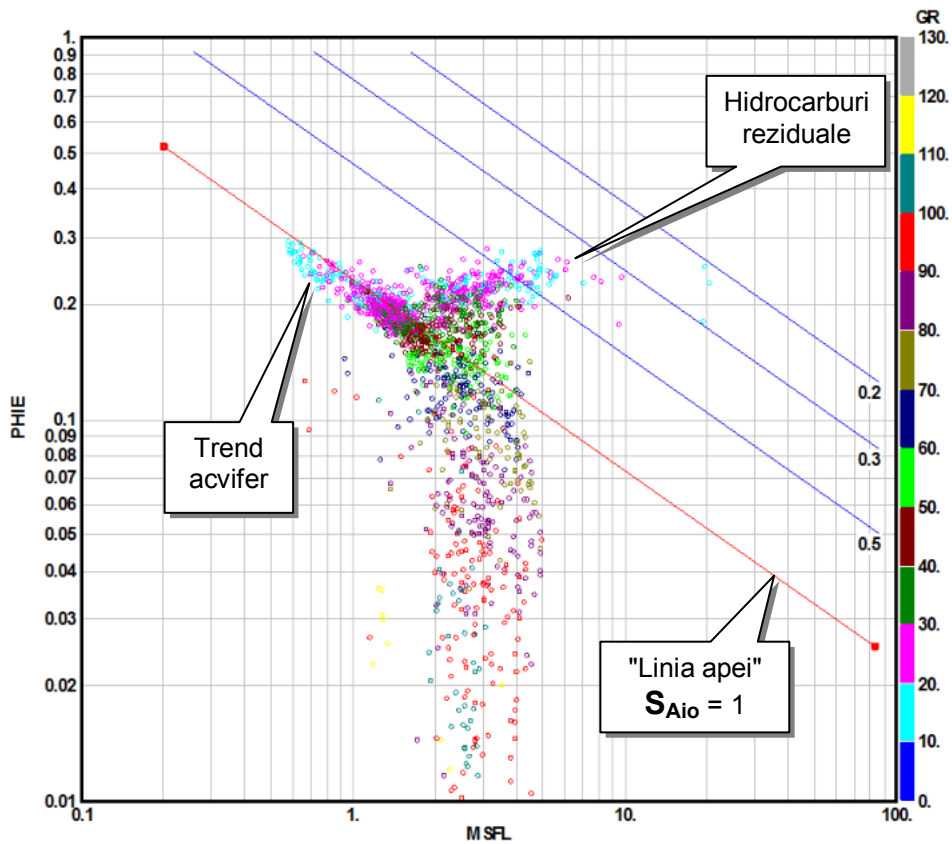


Fig. 30. Dependență  $\log(\mathbf{P}) = f(\log(\mathbf{p}_{io}))$  (Pickett Crossplot). Diagrama radioactivității gama naturale  $I_V$  (GR) este utilizată ca axă Z pentru separarea formațiunilor după gradul de contaminare cu argilă.

În legătură cu interpretarea cantitativă a diagrafiilor geofizice trebuie menționat că, din punct de vedere numeric, toate fracțiunile volumetrică ( $C_a$ ,  $P$ ,  $V_m$ ,  $V_A$ ,  $V_{Aio}$ ,  $V_H$ ,  $V_{HM}$ ,  $V_{HR}$ ) și saturațiile în fluide ( $S_A$ ,  $S_{Aio}$ ,  $S_H$ ,  $S_{HM}$ ,  $S_{HR}$ ) rezultate din calcul trebuie ajustate/normalizate astfel încât să fie cuprinse în intervalul 0 - 1 (0 - 100%). Valorile negative și cele supraunitare (dispersia statistică a rezultatelor) sunt limitate la valori nule sau unitare, prin condiții de tipul:

$$\begin{aligned} \text{IF } C_a < 0 \text{ THEN } C_a &= 0 \\ \text{IF } C_a > 1 \text{ THEN } C_a &= 1 \end{aligned}$$

De exemplu, saturațiile în apă "nelimitate"  $S_A$  ( $SWU$ ) și  $S_{Aio}$  ( $SXOU$ ), care pot avea și valori ușor supraunitare, au fost prezentate în Fig. 25 - trasa 2 doar pentru controlul calității interpretării. Rezultatele finale ale interpretării (ex. fracțiunile volumetrică de fluide reprezentate în trasa 3) sunt, însă, obținute pe baza saturațiilor în apă limitate la intervalul fizic posibil 0 - 1,  $S_{A,lim}$  ( $SW$ ) și  $S_{Aio,lim}$  ( $SXO$ ).

În același timp, este necesar ca fracțiunile volumetrică și saturațiile în fluide rezultate din calcul să îndeplinească condițiile:

$$\begin{aligned} C_a + V_m + P &= 1 \\ V_A + V_{HM} + V_{HR} &= P \\ S_{Aio} &\geq S_A \end{aligned}$$

Primele două condiții sunt ecuațiile de bilanț volumetric, iar ultima condiție exprimă necesitatea ca saturația în apă în subzona spălată a formațiunilor poroase-permeabile trebuie să fie mai mare decât saturația în apă în zona neinvadată, sau cel puțin egală cu aceasta. Ca ordin de mărime, pentru situațiile normale (moderate) de invazie cu filtrat de noroi și pentru saturațiile medii în hidrocarburi reziduale întâlnite în practică,  $S_{Aio} \approx S_A^{1/5}$ .

După interpretarea cantitativă a diagrafiilor este extrem de util ca principalele rezultate de interes economic să fie evidențiate și sintetizate prin intermediul unor valori limitative ("cut-offs"). Aceste valori au rolul de a separa intervalele poroase-permeabile relativ curate de cele argiloase sau compacte, impermeabile, precum și zonele productive în raport cu cele acvifere, de obicei pe baza curbelor calculate  $C_a$  ( $VWCL$ ),  $P$  ( $PHIE$ ) și  $S_A$  ( $SW$ ). Un astfel de exemplu este prezentat în Fig. 31, el corespunzând rezultatelor din Fig. 25. Valorile limitative utilizate au fost  $C_{a,cut-off} = 0.5$  (50%),  $P_{cut-off} = 0.1$  (10%) și  $S_{A,cut-off} = 0.5$  (50%), criteriile de separare a formațiunilor fiind:

- $C_a \leq C_{a,cut-off} \rightarrow$  formațiuni relativ curate;
- $C_a > C_{a,cut-off} \rightarrow$  formațiuni argiloase;
- $P \geq P_{cut-off} \rightarrow$  formațiuni cu porozitate efectivă suficient de bună (rezervoarele);
- $P < P_{cut-off} \rightarrow$  formațiuni cu porozitate efectivă mică (zonele relativ compacte sau argiloase);
- $S_A \leq S_{A,cut-off} \rightarrow$  formațiuni productive (zonele cu saturație în hidrocarburi predominantă);
- $S_A > S_{A,cut-off} \rightarrow$  formațiuni acvifere (zonele cu saturație în apă predominantă).

Este evident că aceste valori de cut-off nu sunt fixe, ele fiind selectate de la caz la caz, în funcție de zona de lucru, caracteristicile petrofizice/litologice ale formațiunilor, potențialul productiv al acestora și criterii de ordin tehnic și economic. Unul dintre cei mai importanți parametri care condiționează selectarea valorilor de cut-off este permeabilitatea ( $k$ ), aceasta reprezentând capacitatea rocilor de a permite curgerea unui fluid prin spațiul poros.

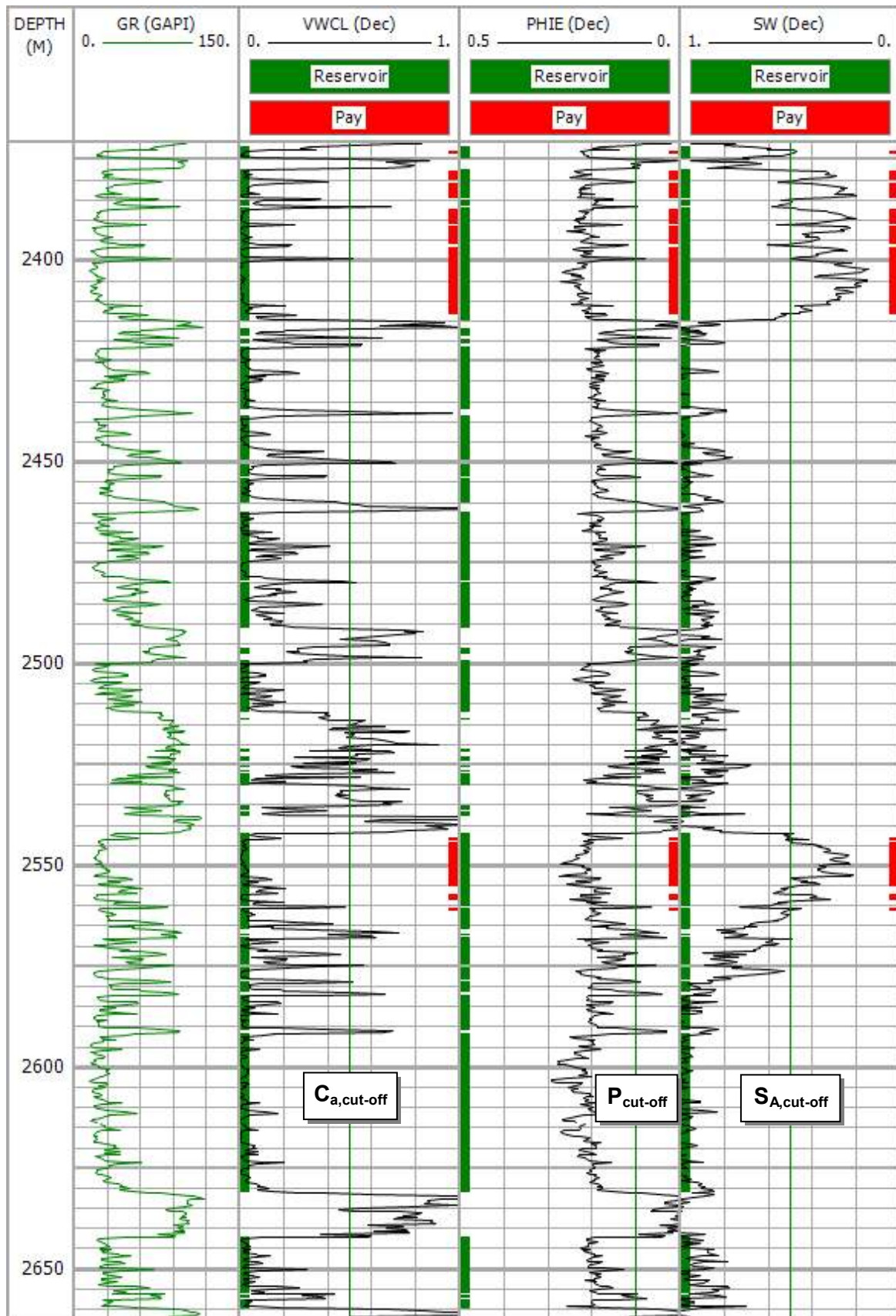


Fig. 31. Evidențierea intervalelor cu proprietăți de rezervor (intervalele relativ curate și cu porozitate bună) și a intervalelor posibil productive. Sunt indicate valorile limitative adoptate pentru conținutul în argilă ( $C_{a,cut-off}$ ), porozitatea efectivă ( $P_{cut-off}$ ) și saturația în apă ( $S_{A,cut-off}$ ).

Din punct de vedere al permeabilității (condiționată de porozitate, conținutul în argilă, gradul de cimentare, dimensiunea granulelor minerale și a porilor, gradul de sortare etc.) rocile se diferențiază extrem de mult, de la valori  $k = 10^{-9} - 10^{-6}$  D (Darcy;  $1 \text{ D} \approx 10^{-12} \text{ m}^2$ ) pentru cele practic impermeabile și până la  $k > 1 \text{ D}$  pentru rezervoarele excepționale. De obicei, valorile minime de  $1 \text{ mD}$  ( $10^{-3} \text{ D}$ ) în cazul petrolului și  $0.1 \text{ mD}$  în cazul gazelor sunt utilizate pentru a defini rocile rezervor, considerându-se că formațiunile cu permeabilități mai mici nu prezintă un interes deosebit, cu excepția unor situații speciale (ex. rezervoarele fracturate).

Dacă pentru o sondă analizată sunt disponibile teste de producție și măsurători de permeabilitate efectuate pe carote, se poate stabili o corelație  $k = f(P, C_a)$  care să permită definirea adecvată a  $C_{a,cut-off}$  și  $P_{cut-off}$ . În general, valorile limitative adoptate pentru porozitatea efectivă sunt  $P_{cut-off} = 8 - 10\%$  în cazul gresiilor și  $P_{cut-off} = 3 - 5\%$  (putând scădea, uneori, chiar până la  $2\%$ ) în cazul rocilor carbonatice. Pentru rocile carbonatice, prezența fracturilor/fisurilor contribuie la o creștere a porozității cu cel mult  $1 - 2\%$ , dar are un efect major asupra permeabilității acestora. În acest sens, unele studii (Langnes *et al.*, 1972) au arătat că permeabilitatea sistemului matrice + fisuri poate fi de peste 100 ori mai mare decât cea a matricei propriu-zise (blocurile compacte de rocă).

Din punct de vedere al saturației în apă, pentru nisipuri/gresii este utilizată, în general, valoarea limitativă  $S_{A,cut-off} = 60\%$ ; dacă  $S_A$  depășește această limită, rezervoarele respective produc cantități prea mari de apă și nu mai prezintă un interes economic deosebit. Pentru rocile carbonatice relațiile între saturația în apă, porozitate și permeabilitate sunt mult mai complexe și variabile decât în cazul nisipurilor/gresiilor. De obicei, valoarea limitativă utilizată este  $S_{A,cut-off} = 50\%$ ; totuși, există rezervoare carbonatice care produc numai hidrocarburi chiar la  $S_A = 70\%$ , ca și rezervoare care produc numai apă în condițiile în care  $S_A = 30\%$  (Brock, 1986).

Revenind la exemplul din Fig. 31, aplicarea criteriilor de cut-off menționate a condus la rezultatele prezentate în următorul tabel:

Tabelul 7. Rezultate sintetice ale analizei formațiunilor cu proprietăți de rezervor și productive. Valori limitative:  $C_{a,cut-off} = 0.5$ ,  $P_{cut-off} = 0.1$ ,  $S_{A,cut-off} = 0.5$ .

Tipul formațiunilor	Grosime cumulată (m)	Număr intervale	Grosime medie intervale (m)	$C_a$ mediu	P medie	$S_A$ medie
<b>Rezervoare</b>	231.34	43	5.38	0.180	0.164	0.803
<b>Rezervoare productive</b>	46.33	17	2.73	0.057	0.214	0.410

Întregul interval interpretat (2371 - 2663 m), având o lungime totală de 292 m, reprezintă așa-numitul "*Gross Interval*". Intervalele de adâncime care îndeplinesc simultan criteriile  $C_a \leq C_{a,cut-off}$  și  $P \geq P_{cut-off}$  corespund rezervoarelor relativ curate și cu porozitate bună ("*Reservoir*"), iar intervalele care îndeplinesc, suplimentar, și criteriul  $S_A \leq S_{A,cut-off}$  reprezintă rezervoarele productive ("*Pay*"). Grosimea cumulată a intervalelor cu proprietăți de rezervor este numită "*Net Reservoir*", iar cea a intervalelor productive "*Net Pay*". În cazul analizat, 43 intervale de adâncime (grosime cumulată: 231.34 m), au calități de rezervor, iar 17 intervale de adâncime (grosime cumulată: 46.33 m) sunt posibil productive.

Frecvent, criteriile de separare a formațiunilor pe baza unor valori de cut-off sunt mai elaborate decât în exemplul simplificat prezentat anterior, fiind adoptată și o valoare limitativă a fracțiunii volumetrică de apă ( $V_{A,cut-off}$ , numită și "*Critical Bulk Volume Water*"). Această limită trebuie aleasă în funcție de fracțiunea volumetrică de apă ireductibilă  $V_{A,ir}$  din rocile rezervor (estimată cu ajutorul diagramei geofizice sau al valorilor medii cunoscute din

literatura de specialitate - Tabelul 5) sau, preferabil, pe baza unor studii petrofizice și teste de producție efectuate pentru mai multe sonde de pe o anumită structură. Rolul  $V_{A,cut-off}$  este acela de a identifica zonele care ar trebui să producă doar hidrocarburi curate, fără conținut de apă, în condițiile unei permeabilități suficient de bune, precizând astfel intervalele optime pentru perforare. Criteriile și definițiile extinse utilizate în practică pentru separarea formațiunilor sunt:

- *Interval rezervor* ("Gross Reservoir Interval") - intervalul de adâncime cuprins între limita superioară și limita inferioară a unui rezervor masiv, bine individualizat în raport cu formațiunile impermeabile adiacente. Acest interval cuprinde atât roci rezervor (secțiuni poroase-permeabile) cât și intercalații impermeabile (argile, marne sau roci compacte);
- *Rezervoare* ("Gross Reservoir") - grosimea cumulată a zonelor relativ curate din intervalul rezervor, determinată pe baza criteriului  $C_a \leq C_{a,cut-off}$ ;
- *Rezervoare nete* ("Net Reservoir") - grosimea cumulată a subzonelor (rezervoarelor) care au o porozitate efectivă și o permeabilitate suficient de bune, determinată pe baza criteriului  $P \geq P_{cut-off}$ ;
- *Rezervoare productive* ("Gross Pay") - grosimea cumulată a subzonelor (rezervoarelor nete) care au o saturație în hidrocarburi considerată suficientă pentru o producție de interes economic, determinată pe baza criteriului  $S_A \leq S_{A,cut-off}$ ;
- *Rezervoare productive nete* ("Net Pay") - grosimea cumulată a subzonelor (rezervoarelor productive) care ar produce hidrocarburi fără conținut de apă, determinată pe baza criteriului  $V_A \leq V_{A,cut-off}$ .

În absența unor informații particulare referitoare la rezervoarele din zona/structura analizată, pentru  $V_{A,cut-off}$  se pot adopta următoarele valori generale:

- Rocii carbonatice cu porozitate vacuolară ("vuggy"):  $V_{A,cut-off} \approx 0.02$  (2 %);
- Rocii carbonatice cu porozitate intergranulară/intercristalină:  $V_{A,cut-off} \approx 0.04$  (4 %);
- Rocii nisipoase-grezoase:  $V_{A,cut-off} \approx 0.06$  (6 %).

Valorile  $V_A > V_{A,cut-off}$  corespund fie rocilor rezervor acvifere, fie celor cu permeabilitate foarte scăzută.

După efectuarea interpretării cantitative prezentate în Fig. 25, aplicarea acestor criterii detaliate de separare a formațiunilor și includerea unei valori limitative  $V_{A,cut-off} = 0.06$  (luând în considerare caracterul nisipos-grezoas al rezervoarelor) a condus la rezultatele prezentate în Tabelul 8 și Fig. 32.

Tabelul 8. *Rezultate extinse ale analizei formațiunilor cu proprietăți de rezervor și productive. Valori limitative:  $C_{a,cut-off} = 0.5$ ,  $P_{cut-off} = 0.1$ ,  $S_{A,cut-off} = 0.5$ ,  $V_{A,cut-off} = 0.06$ .*

Tipul formațiunilor	Grosime cumulată (m)	Număr intervale	Grosime medie intervale (m)	$C_a$ mediu	$P$ medie	$S_A$ medie	$V_A$ medie
<b>Rezervoare</b>	245.52	46	5.34	0.255	0.140	0.832	0.112
<b>Rezervoare nete</b>	231.34	43	5.38	0.180	0.164	0.803	0.129
<b>Rezervoare productive</b>	46.33	17	2.73	0.057	0.214	0.410	0.087
<b>Rezervoare productive nete</b>	12.34	14	0.88	0.039	0.224	0.249	0.054

Pentru rezervoarele productive delimitate, grosimile și valorile fracțiunii volumetriche de hidrocarburi cantonate în spațiul poros stau la baza calculului de rezerve.

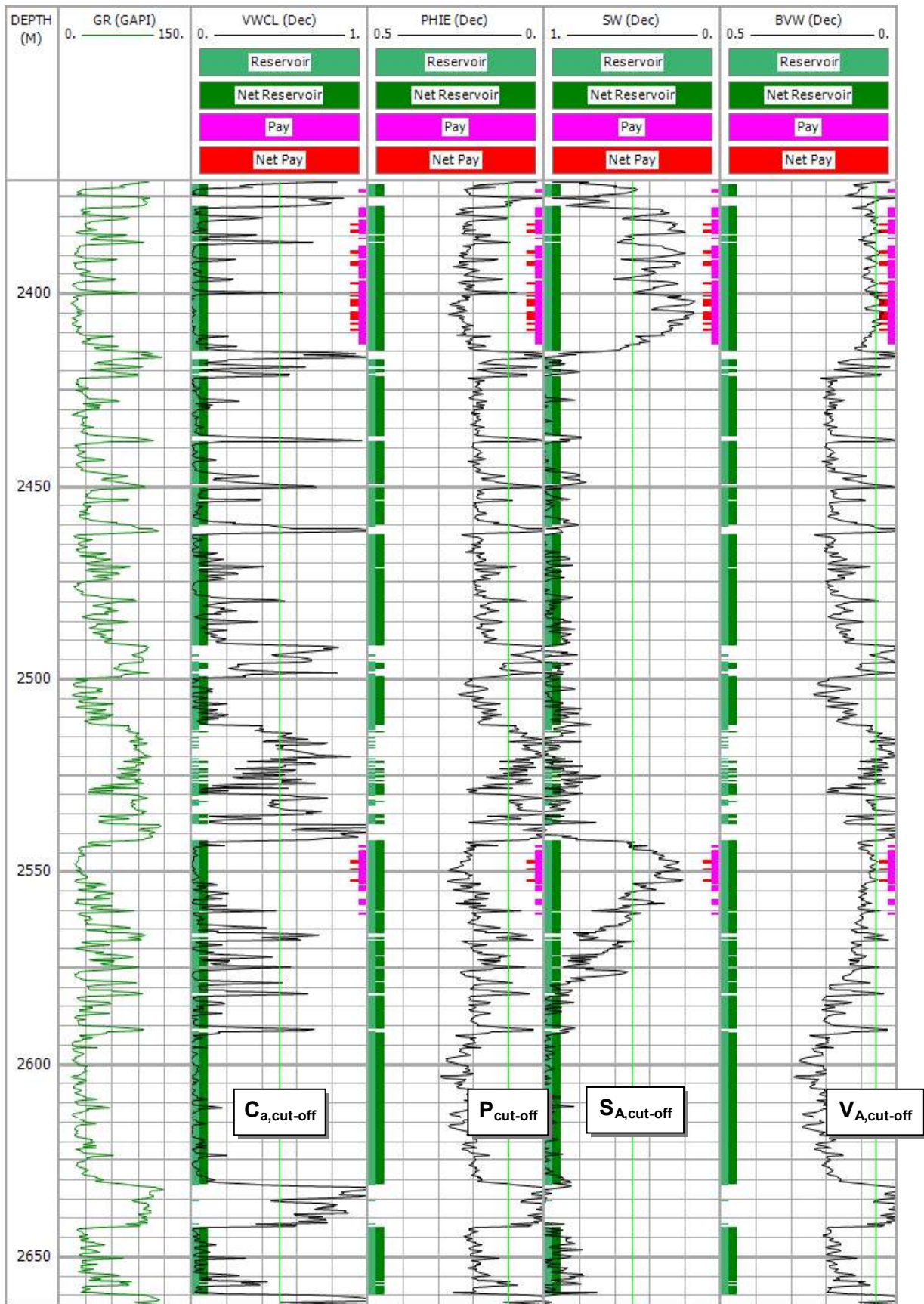


Fig. 32. Rezultatele extinse ale analizei formațiunilor cu proprietăți de rezervor și productive. Sunt indicate valorile limitative  $C_{a,cut-off}$ ,  $P_{cut-off}$ ,  $S_{A,cut-off}$  și  $V_{A,cut-off}$ .

### 3.2. INTERPRETAREA CANTITATIVĂ PROBABILISTICĂ (STATISTICĂ) A DIAGRAFIILOR GEOFIZICE

Interpretarea cantitativă standard (deterministică) a diagrafiilor geofizice, ale cărei rezultate au fost prezentate și analizate în subcapitolul anterior, se realizează într-o succesiune bine determinată de etape: estimarea conținutului în argilă al formațiunilor, estimarea porozității efective și, uneori, a compoziției litologice a formațiunilor, estimarea saturațiilor în fluide (apă și hidrocarburi) și a fracțiunilor volumetrice de fluide.

O altă modalitate de interpretare cantitativă a diagrafiilor geofizice, de analiză a rezultatelor și de verificare a corectitudinii acestor rezultate este posibilă dacă diagramele sunt interpretate simultan, prin intermediul unui algoritm specializat de optimizare (minimizare a erorilor). Acest procedeu este inclus în majoritatea pachetelor software de interpretare petrofizică sub forma unui *solver* de sisteme de ecuații liniare/liniarizate sau neliniare, care permite o așa-numită interpretare probabilistică (statistică) a diagrafiilor.

În cadrul interpretării probabilistice, parametrii care trebuie definiți și specificați de către interpretator sunt reprezentați de:

- Modelul petrofizic de interpretare, definit sub forma fracțiunilor volumetrice solide și fluide care compun formațiunile (ex.  $\mathbf{C}_a$ ,  $\mathbf{V}_m$ ,  $\mathbf{P}$ ,  $\mathbf{V}_A$ ,  $\mathbf{V}_{Aio}$ );
- Ecuațiile de răspuns (liniare sau neliniare) ale dispozitivelor de carotaj geofizic în funcție de fracțiunile volumetrice solide și fluide;
- Incertitudinea datelor de intrare ("*confidence*"), materializată prin deviațiile standard ( $\sigma$ ) ale diagrafiilor geofizice sau ecuațiilor utilizate și exprimată în unitățile de măsură specifice fiecărei diagrame/ecuații. Această incertitudine se referă atât la erorile de măsură sau "zgomotul geologic" care pot afecta diagramele, cât și la incertitudinea/aplicabilitatea ecuațiilor de răspuns în raport cu modelul petrofizic de interpretare adoptat;
- Proprietățile fizice ale tuturor componentelor care definesc modelul de interpretare (așa-numitele "*mineral/fluid end-points*"), reprezentate de răspunsurile teoretice ale dispozitivelor de carotaj în componentele solide și fluide pure (fracțiuni volumetrice de 100%).

Luând în considerare un model petrofizic cu  $M$  componente / fracțiuni volumetrice necunoscute ( $\mathbf{V}_1, \mathbf{V}_2, \dots, \mathbf{V}_k, \dots, \mathbf{V}_M$ ) și un set de  $N$  diagrame măsurate ( $\mathbf{D}_1, \mathbf{D}_2, \dots, \mathbf{D}_i, \dots, \mathbf{D}_N$ ), putem defini formal sistemul de ecuații:

$$\begin{aligned} \mathbf{D}_1 \pm \sigma_1 &= f_1(\mathbf{V}_1, \mathbf{V}_2, \dots, \mathbf{V}_k, \dots, \mathbf{V}_M) \\ \mathbf{D}_2 \pm \sigma_2 &= f_2(\mathbf{V}_1, \mathbf{V}_2, \dots, \mathbf{V}_k, \dots, \mathbf{V}_M) \\ &\vdots \\ &\vdots \\ &\vdots \\ \mathbf{D}_N \pm \sigma_N &= f_N(\mathbf{V}_1, \mathbf{V}_2, \dots, \mathbf{V}_k, \dots, \mathbf{V}_M) \\ \mathbf{D}_{N+1} \pm \sigma_{N+1} &= 1 \pm \sigma_{N+1} = \mathbf{V}_1 + \mathbf{V}_2 + \dots + \mathbf{V}_k + \dots + \mathbf{V}_M \end{aligned}$$

în care  $f_1, f_2, \dots, f_i, \dots, f_N$  reprezintă ecuațiile de răspuns ale dispozitivelor de carotaj geofizic, iar ultima ecuație ("ecuația unitară") exprimă condiția de bilanț volumetric. Fiecare diagramă sau ecuație  $\mathbf{D}_i$  are asociată o incertitudine (deviație standard)  $\sigma_i$ , de obicei în ipoteza unei distribuții normale (gaussiene) a erorilor. Scopul interpretării cantitative este reprezentat de determinarea la fiecare nivel de adâncime a fracțiunilor volumetrice necunoscute  $\mathbf{V}_k$ , pe baza datelor de intrare  $\mathbf{D}_i$ . În cadrul interpretării probabilistice, valorile  $\mathbf{D}_{ij}$  înregistrate pe fiecare diagramă geofizică " $i$ " la un nivel de adâncime oarecare " $j$ " sunt luate în considerare ca media



unei distribuții normale de probabilitate cu deviația standard  $\sigma_i$ ; adoptarea unor deviații standard  $\sigma_i = 0$ , ar avea semnificația unei certitudini absolute (diagrafiile geofizice neafectate de erori de măsură și/sau de zgomot, ecuații de răspuns perfect aplicabile, model petrofizic de interpretare perfect valid).

Dacă toate ecuațiile de răspuns  $f_i$  ar fi liniare în raport cu  $\mathbf{V}_k$  și dacă numărul necunoscutelor ar fi egal cu numărul ecuațiilor (incluzând și ecuația unitară), adică  $M = N + 1$ , sistemul de ecuații menționat ar putea fi exprimat în forma matriceală  $\mathbf{D} = \mathbf{C} \cdot \mathbf{V}$  și ar avea soluția unică  $\mathbf{V} = \mathbf{C}^{-1} \cdot \mathbf{D}$ , unde  $\mathbf{V} = (\mathbf{V}_1, \mathbf{V}_2, \dots, \mathbf{V}_k, \dots, \mathbf{V}_M)$  reprezintă vectorul fracțiunilor volumetrice necunoscute la un nivel de adâncime oarecare,  $\mathbf{D} = (\mathbf{D}_1, \mathbf{D}_2, \dots, \mathbf{D}_i, \dots, \mathbf{D}_N)$  este vectorul răspunsurilor geofizice măsurate la nivelul de adâncime respectiv, iar  $\mathbf{C}$  este o matrice a coeficienților conținând răspunsurile teoretice ale dispozitivelor de carotaj în componentele volumetrice pure (pentru  $\mathbf{V}_k = 1$ ;  $k = 1, \dots, M$ ). Dacă  $M > N + 1$ , sistemul de ecuații ar fi subdeterminat, nu ar avea nici o soluție și, în acest caz, ar fi necesară simplificarea modelului de interpretare prin eliminarea uneia sau mai multor fracțiuni volumetrice  $\mathbf{V}_k$ .

În realitate, ecuațiile de răspuns  $f_i$  ale dispozitivelor geofizice nu sunt întotdeauna liniare în raport cu  $\mathbf{V}_k$  și, de obicei, numărul ecuațiilor disponibile depășește numărul necunoscutelor  $\mathbf{V}_k$ , astfel încât sistemul menționat poate fi supradeterminat ( $M < N + 1$ ) și nu admite o soluție unică. De asemenea, pentru a se evita obținerea unor soluții imposibile din punct de vedere fizic sau nerealiste din punct de vedere petrofizic/geologic, este necesar adeseori ca în sistemul de ecuații utilizat pentru interpretarea probabilistică a diagrafiilor să fie incluse și constrângeri fizice sau petrofizice/geologice, exprimate sub forma unor inecuații/inegalități. De aceea, în practică, sistemul de ecuații/inecuații utilizat pentru interpretare poate fi exprimat în forma generală:

$$\begin{aligned} \mathbf{D}_1 \pm \sigma_1 &= f_1(\mathbf{V}_1, \mathbf{V}_2, \dots, \mathbf{V}_k, \dots, \mathbf{V}_M) \\ \mathbf{D}_2 \pm \sigma_2 &= f_2(\mathbf{V}_1, \mathbf{V}_2, \dots, \mathbf{V}_k, \dots, \mathbf{V}_M) \\ &\vdots \\ &\vdots \\ \mathbf{D}_N \pm \sigma_N &= f_N(\mathbf{V}_1, \mathbf{V}_2, \dots, \mathbf{V}_k, \dots, \mathbf{V}_M) \\ \mathbf{D}_{N+1} \pm \sigma_{N+1} &= 1 \pm \sigma_{N+1} = \mathbf{V}_1 + \mathbf{V}_2 + \dots + \mathbf{V}_k + \dots + \mathbf{V}_M \\ 0 \leq \mathbf{V}_k &\leq 1 \quad ; k = 1, \dots, M \\ \mathbf{V}_{k,\min} \leq \mathbf{V}_k &\leq \mathbf{V}_{k,\max} \quad ; k = 1, \dots, M \end{aligned}$$

în care penultima inecuație reprezintă constrângeri de ordin fizic (toate componentele volumetrice rezultate din interpretare trebuie să aibă valori cuprinse între 0 și 1), iar ultima inecuație exprimă constrângeri de ordin petrofizic/geologic,  $\mathbf{V}_{k,\min}$  și  $\mathbf{V}_{k,\max}$  fiind valori limitative impuse de către interpretator (ex.  $0 \leq \mathbf{P} \leq 0.4$ ). Trebuie menționat că algoritmi de optimizare (solverele) incluși în pachetele software moderne de interpretare a diagrafiilor au o arhitectură extrem de flexibilă și permit încorporarea în sistemul de ecuații/inecuații a oricăror constrângeri, referitoare la oricare dintre parametrii petrofizici implicați în interpretare.

Un sistem de tipul celui prezentat anterior, în general neliniar și adeseori supradeterminat, nu poate fi rezolvat direct, ci numai printr-o procedură numerică de liniarizare și optimizare iterativă. Astfel, soluția volumetrică  $\mathbf{V}$  obținută la fiecare nivel de adâncime va fi una optimă, satisfăcând simultan toate diagrafiile (ecuațiile) utilizate și constrângerile (inecuațiile) impuse. Principial, rezolvarea sistemului se bazează pe definirea și minimizarea unei funcții de eroare  $\mathbf{E} = \mathbf{E}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\sigma})$  (numită și "funcție-obiectiv" sau "*incoherence function*"), frecvent sub una dintre formele:

$$\mathbf{E} = \sum_{i=1}^{N+1} [(\mathbf{D}_i - \mathbf{R}_i) / \sigma_i]^2 \leftrightarrow \mathbf{E}(\mathbf{V}, \sigma) = \sum_{i=1}^{N+1} [(\mathbf{D}(\mathbf{V})_i - \mathbf{R}(\mathbf{V})_i) / \sigma_i]^2$$

$$\mathbf{E} = \sum_{i=1}^{N+1} |\mathbf{D}_i - \mathbf{R}_i| / \sigma_i \leftrightarrow \mathbf{E}(\mathbf{V}, \sigma) = \sum_{i=1}^{N+1} |\mathbf{D}(\mathbf{V})_i - \mathbf{R}(\mathbf{V})_i| / \sigma_i$$

unde  $\mathbf{R}_i = \mathbf{R}(\mathbf{V})_i$  reprezintă diagrafiile reconstruite (teoretice), corespunzătoare efectului unui anumit model petrofizic de interpretare  $\mathbf{V}$ . În cadrul funcției de eroare, incertitudinile  $\sigma_i$  asociate diagrafiilor/ecuațiilor au rolul unor coeficienți de pondere și pot fi modificate convenabil, de exemplu pentru a reflecta condițiile nefavorabile de măsură din gaura de sondă. Diagrafiile/ecuațiile caracterizate prin valori  $\sigma_i$  mici (grad ridicat de încredere, erori de măsură reduse) vor influența mai mult rezultatele interpretării decât diagrafiile/ecuațiile caracterizate prin valori  $\sigma_i$  mari (grad scăzut de încredere, erori de măsură importante). Uneori, este foarte util ca pentru unele diagrafiile/ecuații (ex. cele corespunzătoare dispozitivelor de carotaj cu patină) să se folosească o incertitudine variabilă cu adâncimea:  $\sigma_i$  mică pe intervalele în care condițiile de măsură sunt bune și  $\sigma_i$  mare pe intervalele afectate de cavernări/excavări sau variații rapide ale diametrului găurii de sondă.

Plecând de la o estimare inițială  $\mathbf{V}_0 = (\mathbf{V}_1, \mathbf{V}_2, \dots, \mathbf{V}_k, \dots, \mathbf{V}_M)_0$  a modelului de interpretare, algoritmi de optimizare îndeplinesc, iterativ, următoarele funcții principale:

- Calculul răspunsurilor teoretice ale dispozitivelor de carotaj geofizic (diagrafiile reconstruite  $\mathbf{R}_i$ ) pentru modelul de interpretare curent (inițial);
- Compararea diagrafiilor reconstruite  $\mathbf{R}_i$  cu diagrafiile măsurate  $\mathbf{D}_i$ ;
- Îmbunătățirea modelului de interpretare curent prin ajustarea fracțiunilor volumetrice  $\mathbf{V}_k$ , cu luarea în considerare a eventualelor constrângeri impuse. Vectorial, modelul de interpretare actualizat poate fi scris  $\mathbf{V} = \mathbf{V}_0 + \Delta\mathbf{V}$ , unde  $\mathbf{V}_0$  reprezintă modelul curent (inițial), iar  $\Delta\mathbf{V} = (\Delta\mathbf{V}_1, \Delta\mathbf{V}_2, \dots, \Delta\mathbf{V}_k, \dots, \Delta\mathbf{V}_M)$  reprezintă un vector de corecție.

Acest proces numeric iterativ continuă, la fiecare nivel de adâncime, până când valoarea funcției de eroare  $\mathbf{E}$  devine minimă, adică până când efectul teoretic al modelului de interpretare curent aproximează în mod optim diagrafiile măsurate, în condițiile respectării ecuației volumetrice unitare și, de asemenea, a constrângerilor ( $\mathbf{R}_i \approx \mathbf{D}_i$ ;  $i = 1, \dots, N+1$ ). Alte criterii de oprire a procesului iterativ de interpretare, pentru fiecare nivel de adâncime, sunt reprezentate de efectuarea unui număr maxim admisibil de iterații și de scăderea valorii funcției de eroare sub o anumită limită admisibilă.

În Fig. 33 este prezentat un exemplu de interpretare probabilistică a setului de diagrafiile geofizice din Fig. 1, pe intervalul de adâncime 2371 - 2438 m. Acest interval include colectorul superior cu hidrocarburi (2371- 2415 m) identificat în urma interpretării standard (non-probabilistică) a diagrafiilor, și un strat colector acvifer localizat imediat sub acesta. Pentru interpretarea probabilistică s-a adoptat modelul petrofizic *matrice minerală (cuart) + argilă + apă + hidrocarburi*, iar pentru principalii parametri de calcul ( $\mathbf{a}, \mathbf{m}, \mathbf{n}, \rho_{ai}, \rho_{fn}, \rho_a$ ) s-au utilizat aceleași valori ca și în cazul interpretării standard. Vectorul fracțiunilor volumetrice care trebuie determinat la fiecare nivel de adâncime este  $\mathbf{V} = (\mathbf{V}_m, \mathbf{C}_a, \mathbf{V}_A, \mathbf{V}_H)$  pentru zona neinvadată și, respectiv,  $\mathbf{V} = (\mathbf{V}_m, \mathbf{C}_a, \mathbf{V}_{Aio}, \mathbf{V}_{HR})$  pentru subzona spălată a formațiunilor colectoare. În Tabelul 9 sunt prezentate câteva dintre diagrafiile/ecuațiile utilizate ca date de intrare în algoritmul de interpretare probabilistică și incertitudinile (deviațiile standard) asociate acestora. Tabelul 10 prezintă parametrii fizici corespunzători ai componentelor modelului de interpretare, parametrii argilei fiind selectați prin analiza directă a diagrafiilor.

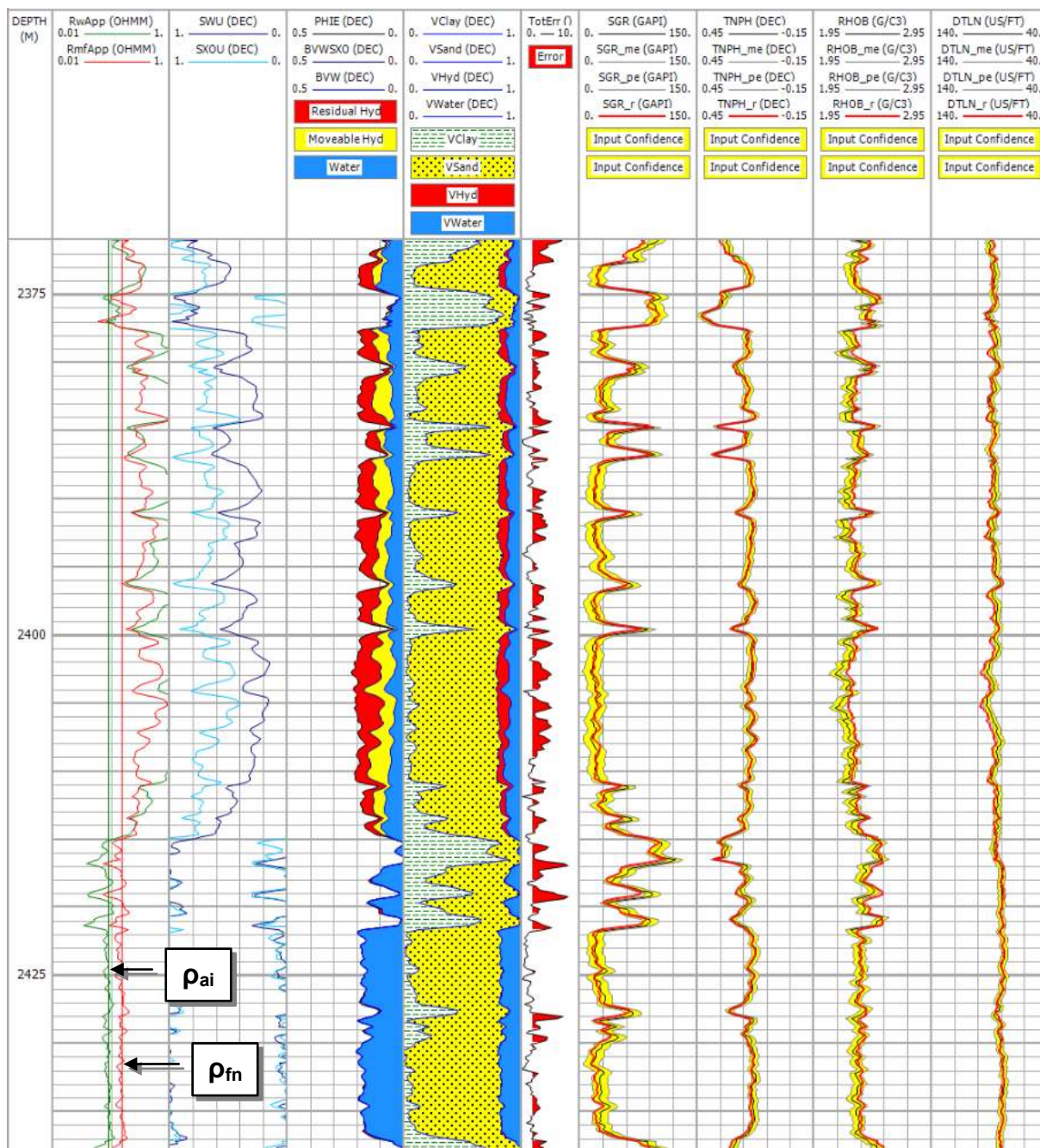


Fig. 33. Modul de prezentare a rezultatelor interpretării cantitative probabilistice a diagrafiilor geofizice. Sunt indicate valorile utilizate pentru rezistivitatea apelor de formațiune  $\rho_{ai}$  și a filtratului de noroi  $\rho_{fn}$ .

Tabelul 9. Diagrafiile ecuații și incertitudinile asociate, utilizate pentru evaluarea cantitativă probabilistică a formațiunilor.

Diagrafia/ecuația ( $D_i$ )	Tipul ecuației	Incertitudinea ( $\sigma_i$ )
1.0	Unitară	0.01
SGR ( $I_\gamma$ )	Radioactivitatea gama naturală	10 API
TNPH ( $P_N$ )	Porozitatea neutronică	0.02 (2%)
RHOB ( $\delta$ )	Densitatea globală	0.05 g/cm <sup>3</sup>
DTLN ( $\Delta t$ )	Timpul de parcurs acustic	3 $\mu$ s/ft

Tabelul 10. Componentele volumetrice solide și fluide ale modelului de interpretare și proprietățile lor fizice.

Diagrafia/ecuația ( $D_i$ )	Componente volumetrice ( $V_i$ )			
	Cuarț	Argilă	Apă	Hidrocarburi
1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
SGR ( $I_v$ )	20 API	120 API	0 API	0 API
TNPH ( $P_N$ )	-0.04	0.41	1.00	0.84
RHOB ( $\delta$ )	2.65 g/cm <sup>3</sup>	2.51 g/cm <sup>3</sup>	1.00 g/cm <sup>3</sup>	0.50 g/cm <sup>3</sup>
DTLN ( $\Delta t$ )	55.5 $\mu$ s/ft	90 $\mu$ s/ft	189 $\mu$ s/ft	300 $\mu$ s/ft

La fel ca în cazul rezultatelor interpretării cantitative standard (Fig. 25), trasele 1 - 4 din Fig. 33 prezintă: trasa 1 - rezistivitatea aparentă a apelor de formațiune  $\rho_{A,ai}$  ( $R_w App$ ) și rezistivitatea aparentă a filtratului de noroi  $\rho_{A,fn}$  ( $R_{mf} App$ ); trasa 2 - saturațiile în apă "nelimitate"  $S_A$  ( $SWU$ ) și  $S_{Aio}$  ( $SXOU$ ); trasa 3 - analiza volumetrică a fluidelor din spațiul poros al formațiunilor:  $P$  ( $PHIE$ ) = porozitatea efectivă,  $V_A$  ( $BVW$ ) = fracțiunea de apă în zona neinvadată,  $V_{Aio}$  ( $BVWSXO$ ) = fracțiunea de apă (filtrat de noroi) în subzona spălată; trasa 4 - analiza volumetrică a formațiunilor (modelul petrofizic optim):  $C_a$  ( $VClay$ ) = conținutul în argilă,  $V_m$  ( $VSand$ ) = fracțiunea de matrice minerală (cuarț),  $V_H$  ( $VHyd$ ) = fracțiunea de hidrocarburi totale,  $V_A$  ( $Vwater$ , similar cu  $BVW$ ) = fracțiunea de apă în zona neinvadată.

Trasele 5 - 9 din Fig. 33 sunt trase de control și permit evaluarea corectitudinii și calității interpretării probabilistice. Trasa 5 ( $TotErr$ ) prezintă valorile finale (minime) ale funcției de eroare  $E$  rezultate în urma interpretării, acestea reflectând gradul general de aproximare a diagrafiilor geofizice măsurate prin efectul teoretic al modelului petrofizic optim, reprezentat în trasa 4. Trasele 6 - 9 prezintă separat diagrafiile măsurate ( $SGR$ ,  $TNPH$ ,  $RHOB$ ,  $DTLN$  - culoare neagră), diagrafiile reconstruite ( $SGR_r$ ,  $TNPH_r$ ,  $RHOB_r$ ,  $DTLN_r$  - culoare roșie) reprezentând efectul teoretic al modelului optim, precum și benzile de incertitudine ("Input Confidence" - culoare galbenă) specificate de către interpretator. Pentru fiecare diagrafie  $D_i$ , acestea sunt definite de diferența dintre curbele  $D_i - \sigma_i$  și  $D_i + \sigma_i$ , prezentate în trasele 6 - 9 cu sufixul "\_me" ("minus error") și "\_pe" ("plus error").

Valorile cât mai reduse ale funcției de eroare  $E$  și reconstrucția cât mai exactă a diagrafiilor măsurate (menținerea diagrafiilor reconstruite în benzile de incertitudine impuse) au semnificația unui model petrofizic adecvat și a unei calități bune a interpretării probabilistice. Dacă în urma interpretării nu se obține o aproximare satisfăcătoare a diagrafiilor măsurate prin efectul teoretic al modelului (valori mari ale funcției de eroare  $E$  și diagrafiile reconstruite care se plasează în afara benzilor de incertitudine), cauzele pot fi următoarele:

- Modelul petrofizic de interpretare ales este eronat, inaplicabil sau incomplet din punct de vedere al numărului și tipului fracțiunilor volumetrice solide și fluide incluse;
- Unul sau mai mulți parametri de calcul specificați de către interpretator (ex. rezistivitățile apelor de formațiune sau filtratului de noroi, parametrii fizici ai argilei, matricei minerale sau hidrocarburilor etc.) nu sunt adecvați sau au fost incorect selectați.

În această situație, este necesară modificarea/completarea modelului de petrofizic de interpretare, verificarea tuturor parametrilor de calcul și reluarea interpretării, până la obținerea unor erori de reconstrucție acceptabile. Erorile de reconstrucție pot fi, de asemenea, reduse și prin specificarea unui grad mai ridicat de incertitudine a diagrafiilor/ecuațiilor  $D_i$  (mărirea benzilor de incertitudine  $\pm \sigma_i$ ), cu mențiunea că în acest caz și gradul de incertitudine al modelului petrofizic rezultat din interpretare va fi mai mare.

### 3.3. CARACTERIZAREA REZERVOARELOR DE HIDROCARBURI PRIN INTERMEDIUL DEPENDENȚELOR POROZITATE - SATURAȚIE ÎN APĂ ȘI AL PERMEABILITĂȚII

Programele moderne de investigare geofizică a sondelor și, de asemenea, tehnicile de interpretare cantitativă a diagrafiilor sunt în măsură să ofere o bună estimare a principalilor parametri de interes ( $\mathbf{P}$ ,  $\mathbf{S}_A$  și grosimea rocilor rezervor) pentru majoritatea formațiunilor traversate de sondele de explorare pentru hidrocarburi. Totuși, acești parametri nu sunt suficienți pentru evaluarea potențialului productiv al rezervoarelor identificate și pentru luarea unor decizii importante din punct de vedere economic și/sau tehnic, cum ar fi probarea rezervoarelor cu ajutorul testerelor de formațiune (efectuarea unor teste de presiune și prelevarea unor mostre de fluide) și stabilirea intervalelor de adâncime care urmează a fi deschise prin perforare, după tubarea și cimentarea secțiunii de gaură liberă investigată geofizic. De aceea, s-a considerat util ca în cadrul acestui subcapitol să fie detaliate și completate informațiile prezentate în subcapitolul 3.1 referitor la caracterizarea rezervoarelor de hidrocarburi prin intermediul dependențelor  $\mathbf{P} = f(\mathbf{S}_A)$  sau  $\mathbf{S}_A = f(\mathbf{P})$  (Buckles Crossplot - Buckles, 1965), al fracțiunii volumetrică de apă ireductibilă ( $\mathbf{V}_{A,ir}$ ) și al permeabilității ( $\mathbf{k}$ ).

Într-un rezervor care conține apă de zăcământ și hidrocarburi (Fig. 34) saturația în apă  $\mathbf{S}_A$  variază în direcție verticală de la 1 (100%) și până la o valoare care poate fi foarte scăzută, dar niciodată nulă. Indiferent cât de mare e saturația în petrol și/sau gaze, în spațiul poros există întotdeauna o saturație ireductibilă în apă  $\mathbf{S}_{A,ir}$  ( $SW_{ir}$  - "irreducible water saturation" sau  $SW_c$  - "connate water saturation"), reținută prin forțe capilare și care nu poate fi dezlocuită de hidrocarburi; pentru majoritatea rocilor rezervor  $\mathbf{S}_{A,ir} = 0.1 - 0.5$  (uneori și  $< 0.1$  sau  $> 0.5$ ) (SCHLUMBERGER, 1991). Similar, este imposibil ca dintr-un rezervor productiv să fie extrase în totalitate hidrocarburi, o parte din acestea rămânând imobile în spațiul poros și definind saturația în hidrocarburi reziduale  $\mathbf{S}_{HR}$ ; de obicei,  $\mathbf{S}_{HR} = 0.05 - 0.4$  în cazul gazelor și  $\mathbf{S}_{HR} = 0.1 - 0.3$  în cazul petrolului (Asquith & Krygowski, 2004).

Diferența de densitate dintre apă și hidrocarburi determină segregarea verticală a fluidelor într-un rezervor, apa ocupând zona inferioară a acestuia (zona acviferă) iar hidrocarburi zona superioară (zona saturată cu hidrocarburi). Demarcația dintre zona acviferă și zona saturată cu hidrocarburi nu este netă, ci are loc gradat, sub forma unei zone de tranziție (a nu se confunda cu subzona radială de tranziție, din cadrul zonei invadate cu filtrat de noroi). Dacă zona superioară a rezervorului este suficient de groasă,  $\mathbf{S}_A$  va tinde la o valoare minimă către acoperișul rezervorului, aceasta reprezentând  $\mathbf{S}_{A,ir}$ . Lungimea zonei de tranziție este invers proporțională cu permeabilitatea rocii rezervor; rezervoarele cu permeabilitate scăzută au o zonă de tranziție extinsă (uneori, zeci de metri), în timp ce rezervoarele cu permeabilitate mare prezintă o tranziție scurtă. Ca înălțime în cadrul rezervorului, contactul apă-hidrocarburi ( $\mathbf{A-H}$ ) este definit prin limita inferioară a zonei de tranziție.

Așa cum s-a menționat în cadrul subcapitolului 3.1, este importantă observația că în zona superioară a rezervorului, aflată la saturație ireductibilă în apă, produsul  $\mathbf{V}_{A,ir} = \mathbf{P} \cdot \mathbf{S}_{A,ir} \approx \text{constant}$  (valoarea  $\mathbf{V}_{A,ir}$  este numită și "Buckles number"). Variații ale porozității rocii rezervor sunt normale la scară locală, fiind datorate schimbărilor din cadrul mediului depozițional în care s-a format roca și, de asemenea, proceselor diagenetice. Dacă, local, porozitatea scade, aceasta va conduce, implicit, la o creștere a proporției porilor de dimensiuni mici. Un diametru mic al porilor determină, la rândul său, o creștere a presiunii capilare din spațiul poros și o creștere a  $\mathbf{S}_{A,ir}$ , produsul  $\mathbf{P} \cdot \mathbf{S}_{A,ir}$  menținându-se relativ constant. Reprezentând pentru un rezervor valorile calculate ale porozității efective și saturației în apă pe o dependență  $\mathbf{P} = f(\mathbf{S}_A)$  sau  $\mathbf{S}_A = f(\mathbf{P})$  (ambele în scări liniare), nivelele rezervorului aflate la saturație ireductibilă în apă se vor plasa pe o tendință hiperbolică (Fig. 34); dacă  $\mathbf{P}$  și  $\mathbf{S}_A$  sunt reprezentate în scări logaritmice, aceste nivele se vor plasa pe o tendință liniară.

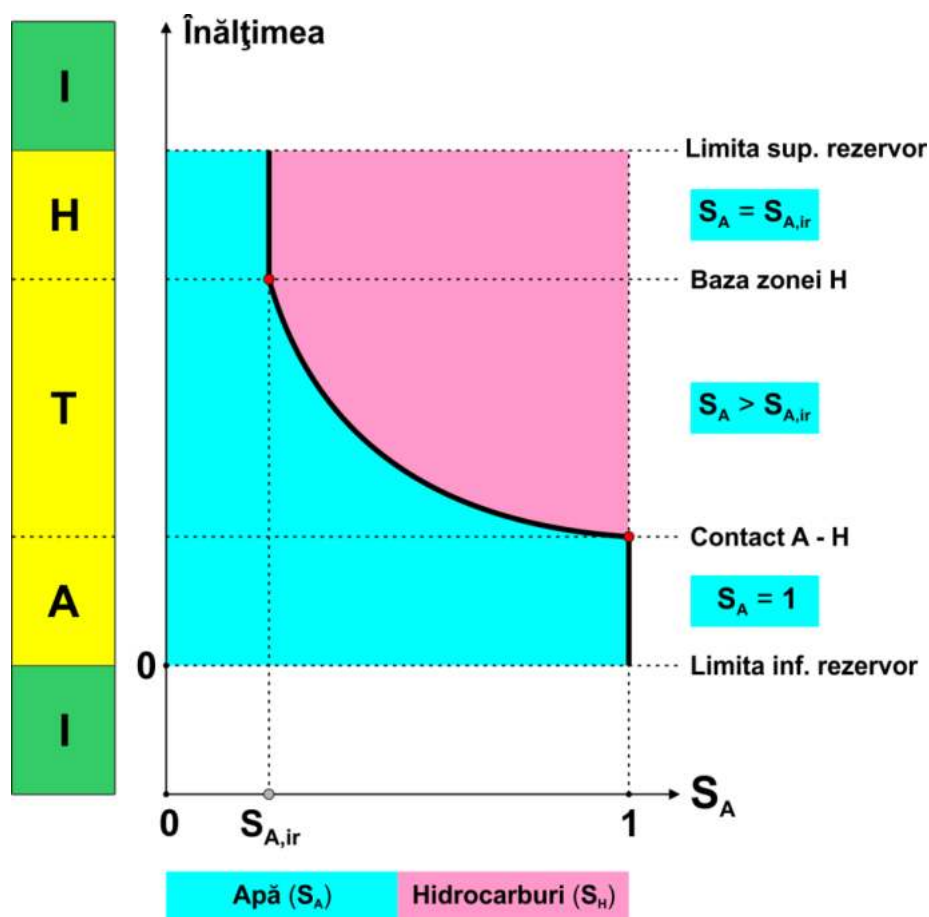


Fig. 34. Variația verticală a saturației în apă ( $S_A$ ) și hidrocarburi ( $S_H$ ) în cadrul unui rezervor. **A** - zona acviferă; **T** - zona de tranziție; **H** - zona saturată cu hidrocarburi; **I** - formațiuni impermeabile (argile, marne, roci compacte) care delimitează rezervorul.

În zona de tranziție a rezervorului punctele de date [ $P$ ,  $S_A$ ] nu se mai aliniază pe o tendință hiperbolică (devin dispersate), iar valorile fracțiunii volumetrică de apă  $V_A = P \cdot S_A$  nu mai sunt relativ constante, ci cresc continuu, datorită creșterii  $S_A$ , pe măsura apropierii de zona acviferă din baza rezervorului.

Fracțiunea volumetrică de apă  $V_A$  (în particular,  $V_{A,ir}$ ) poate caracteriza un anumit rezervor, permițând estimarea caracteristicilor sale productive. Zona superioară, cu saturație ireductibilă în apă și valori  $V_A$  minime și relativ constante ( $V_{A,ir}$ ), va produce doar hidrocarburi ("water-free hydrocarbons"). Pentru zona de tranziție este de așteptat ca producția să includă apă și un conținut oarecare de hidrocarburi, în funcție de: (1) valorile  $S_A$ ; (2) permeabilitățile relative față de apă și, respectiv, față de hidrocarburi ale rezervorului; (3) vâscozitățile apei și hidrocarburilor. Conținutul de apă obținut dacă rezervorul este deschis/perforat în zona de tranziție este numit "water cut" și se exprimă prin raportul dintre volumul de apă și volumul total al fluidelor (apă + hidrocarburi) produse de rezervor.

În cazul rezervoarelor cu porozitate și permeabilitate scăzute pot fi tolerate valori ale  $S_A$  surprinzător de mari, fără a exista riscul producerii de apă odată cu hidrocarburi. Invers, în rezervoarele cu porozitate și permeabilitate bună, chiar în cazul în care  $S_A$  are valori moderate este posibil ca pe lângă hidrocarburi să fie produsă și apă. Din punct de vedere geologic, valoarea constantă  $V_{A,ir}$  caracterizează un anumit tip de rocă sau tip de porozitate și o anumită mărime a granulelor minerale, permițând uneori o clasificare a rocilor ("rock typing") pe baza  $V_{A,ir}$  (Tabelul 5 din subcapitolul 3.1).

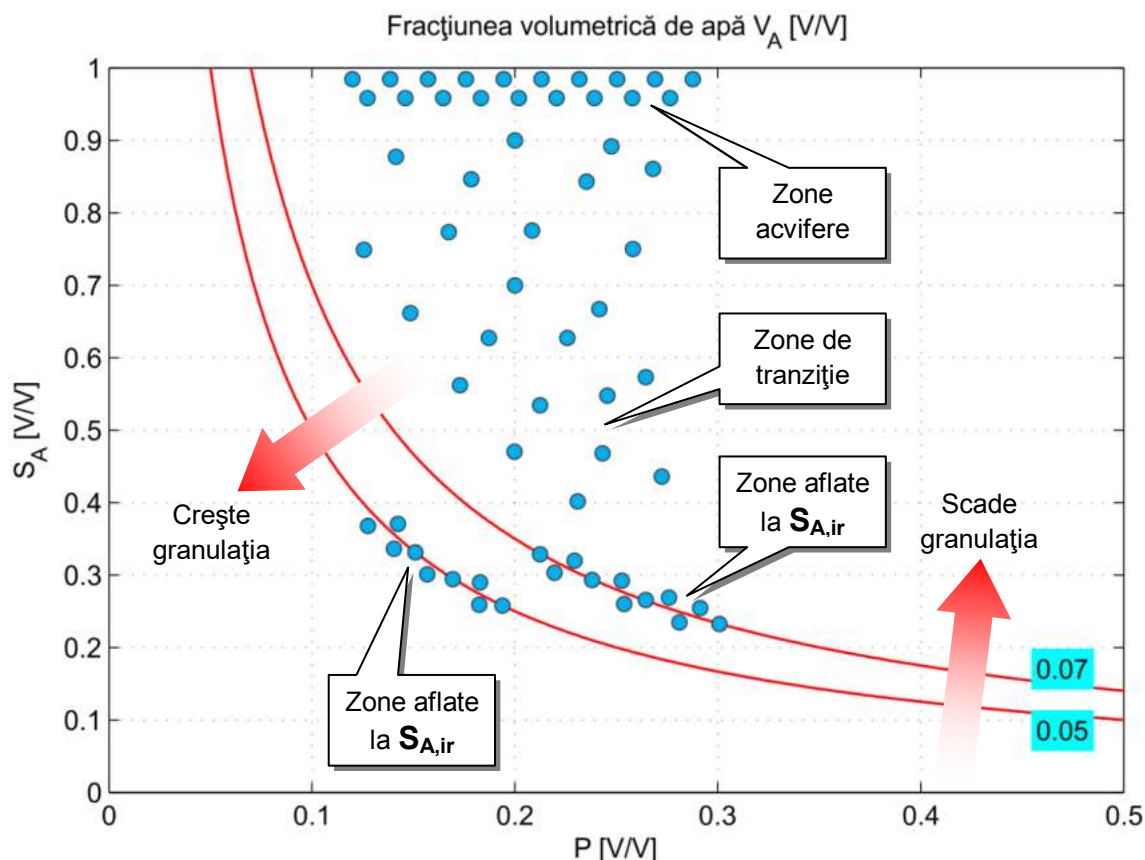


Fig. 35. Dependenta idealizata  $S_A = f(P)$  ilustrand distributia datelor pentru diversele zone ale rezervoarelor cu apa și hidrocarburi. Sunt reprezentate două hiperbole  $V_{A,ir}$  (5% și 7%), corespunzătoare unor rezervoare nisipoase-grezoase cu granulometrie diferită (sau unor zone cu granulometrie diferită din cadrul aceluiași rezervor), aflate la saturație ireductibilă în apă. Pentru rezervoarele carbonatice, prezența mai multor tendințe  $V_{A,ir}$  poate avea semnificația unor tipuri diferite de porozitate.

În rocile nisipoase-grezoase dimensiunea porilor depinde, în general, de mărimea granulelor minerale, astfel încât valorile  $V_{A,ir}$  pot reprezenta un indicator calitativ sau chiar semi-cantitativ al granulometriei. Pentru formațiunile nisipoase-grezoase care includ zone cu granulometrii diferite și toate se află la saturație ireductibilă în apă, pe dependențele  $P = f(S_A)$  se pot identifica mai multe tendințe hiperbolice corespunzătoare diverselor granulometrii (Fig. 35). De exemplu, nisipurilor siltice le va corespunde o fracțiune volumetrică de apă  $V_A$  mai mare, punctele de date  $[P, S_A]$  plasându-se pe o hiperbolă situată în dreapta celei corespunzătoare zonelor cu nisipuri grosiere. Astfel de dependențe sunt deosebit de utile, explicând în multe cazuri variația rezistivităților înregistrate cu diferite metode de carotaj electric. Este cunoscut că nisipurile siltice, datorită cantității mari de apă ireductibilă, au o rezistivitate mică, deși pot produce hidrocarburi curate. Dependențele  $P = f(S_A)$  sunt utile și în studiul nisipurilor-gresiilor argiloase, deși în acest caz, din cauza conținutului variabil în argilă și variației dimensiunilor granulelor de nisip, aceste dependențe sunt mai puțin coerente decât în formațiunile nisipoase-grezoase curate (Neguț, 1985).

Permeabilitatea reprezintă una dintre cele mai importante proprietăți petrofizice care trebuie estimate pentru rezervoarele cu hidrocarburi identificate prin investigarea geofizică a sondelor. Majoritatea rocilor rezervor care cantonează acumulări de hidrocarburi au permeabilități cuprinse între 0.1 și 1000 mD, cele pentru care  $k < 1$  mD fiind denumite "tight

*sandstones*" sau "*dense carbonates*", în funcție de compoziția litologică. Valori foarte mari de permeabilitate, de peste 10 D, sunt întâlnite în rocile carbonatice care cuprind sisteme de fracturi sau caverne conectate (în special calcarele, mai rar dolomitele). Trebuie menționat că gazele naturale pot fi extrase chiar și din rocile rezervor cu permeabilități foarte scăzute, de ordinul a 0.1 mD, în timp ce pentru extracția petrolului sunt necesare permeabilități de 10 - 100 ori mai mari (Gluyas & Swarbrick, 2004). În prezent, tehnicile de stimulare, cum ar fi fracturarea hidraulică și acidizarea, permit exploatarea rezervoarelor cu permeabilitate redusă, rezervoare considerate în trecut ca fiind neeconomice.

Câteva clasificări ale valorilor de porozitate și permeabilitate pentru rocile rezervor sunt prezentate în Tabelul 11 (Levorsen, 1956; North, 1985).

Tabelul 11. *Clasificări ale porozității (P) și permeabilității (k) rocilor rezervor.*

P (%)	Caracterizare	k (mD)	Caracterizare
0 - 5	neglijabilă	1 - 10	acceptabilă
5 - 10	scăzută	10 - 100	bună
10 - 15	acceptabilă	100 - 1000	foarte bună
15 - 20	bună		
20 - 25	foarte bună		

Sursa: Levorsen, 1956.

P (%)	Caracterizare	k (mD)	Caracterizare
0 - 5	neglijabilă	< 1 - 15	scăzută - acceptabilă
5 - 10	scăzută	15 - 50	moderată
10 - 15	acceptabilă	50 - 250	bună
15 - 20	bună	250 - 1000	foarte bună
> 20	foarte bună	> 1000	excelentă

Sursa: North, 1985.

Pentru a ilustra variabilitatea **k** și **S<sub>A,ir</sub>**, în Tabelul 12 sunt prezentate valorile acestor proprietăți de rezervor, măsurate pe carote, pentru principalele tipuri litologice în care au fost grupate rocile carbonatice din Platforma Moesică, România (Negoiță, 1981; a se consulta și Tabelul 3 din subcapitolul 2.3).

Tabelul 12. *Proprietăți de rezervor ale diverselor tipuri de roci carbonatice din Platforma Moesică, România.*

Tipul litologic	k (mD)	S <sub>A,ir</sub> (%)
Calcar criptocristalin	≤ 0.1	8 - 10
Calcar criptocristalin diagenizat neporos	≤ 0.3	10
Calcar criptocristalin diagenizat*	0.08 - 0.8	10 - 15
Calcar microcristalin (micritic)	≤ 0.15	10
Calcar microcristalin diagenizat*	≤ 1.5	10 - 12
Calcar mezocristalin*	2 - 60	15
Calcar macrocristalin*	≤ 100	15 - 25
Calcar detritic*	≤ 500	15 - 25
Calcar oolitic cimentat†	≤ 1	20 - 25
Calcar oolitic*	≤ 400	25 - 35
Calcar brelios‡	≤ 700 - 800	
Calcar organogen*	0.2 - 5	40 - 50
Calcar organogen cretos†	practic nulă	60 - 70
Calcar dolomitic*	≤ 300	20
Dolomit*	≤ 20	15 - 25

\* Pot fi colectoare de hidrocarburi.

† Pot fi colectoare de hidrocarburi doar în condiții particulare.

‡ Porozitățile și permeabilitățile inițial foarte mari pot scădea rapid prin procese de cimentare.



Experimental, s-a observat că permeabilitatea rocilor rezervor depinde de porozitatea efectivă și de saturația ireductibilă în apă. O expresie generală stabilită pentru *permeabilitatea efectivă față de hidrocarburi* (Wyllie & Rose, 1950) este:

$$k = c \cdot P^x / (S_{A,ir})^y$$

unde  $[k] = mD$ ,  $[P] = V/V$ ,  $[S_{A,ir}] = V/V$ . Constantele  $c$ ,  $x$  și  $y$  sunt evaluate statistic, prin corelații  $k = f(P, S_{A,ir})$  efectuate în urma măsurării parametrilor  $k$ ,  $P$  și  $S_{A,ir}$  pe carote prelevate din rocile rezervor. În Tabelul 13 sunt prezentate valorile constantelor care intervin în expresia menționată, pentru câteva dintre corelațiile experimentale ("*permeability transforms*") frecvent utilizate în geofizica de sondă.

Tabelul 13. Valorile constantelor din relația generală  $k = c \cdot P^x / (S_{A,ir})^y$ .

<b>c</b>	<b>x</b>	<b>y</b>	Aplicabilitate (tipul hidrocarburilor)
8581.0	4.4	2.0	Petrol cu densitate medie (Timur, 1968)
62500.0	6.0	2.0	Petrol cu densitate medie (Morris & Biggs, 1967)
6241.0	6.0	2.0	Gaze uscate (Morris & Biggs, 1967)

În scopul estimării permeabilității rezervoarelor pe baza diagrafiilor geofizice, parametrul  $P$  și  $S_A$  ( $S_{A,ir}$ ) sunt obținuți prin interpretarea cantitativă a diagrafiilor. Trebuie, însă, subliniat că relațiile de calcul prezentate au fost elaborate și sunt valide doar pentru formațiuni nisipoase-grezoase curate și cu porozitate intergranulară, aflate la saturație ireductibilă în apă. Aplicabilitatea lor în cazul formațiunilor carbonatice, caracterizate prin existența mai multor tipuri de porozitate, este incertă și poate conduce la erori în estimarea permeabilității care să atingă sau depășească un ordin de mărime. Pentru evaluarea productivității unui rezervor interceptat de o sondă, este necesar ca valorile de permeabilitate estimate pe baza diagrafiilor să fie comparate cu permeabilitățile estimate, sau măsurate, în sondele productive învecinate, care exploatează aceleași roci rezervor (aceeași formațiune). Aceste sonde au un istoric, pozitiv sau negativ, al producției deja cunoscut, iar compararea valorilor de permeabilitate permite o evaluare calitativă a rezervorului din sonda analizată.

Pentru caracterizarea rezervoarelor este foarte util ca pe dependențele  $P = f(S_A)$  sau  $S_A = f(P)$  cu izolinii / hiperbole  $V_A = \text{constant}$  ( $V_{A,ir}$ ) să fie suprapuse și izoliniile de permeabilitate, calculate pe baza uneia dintre relațiile menționate (Fig. 36 și Fig. 37). Astfel, prin reprezentarea pe aceste dependențe a valorilor  $[P, S_A]$  determinate în urma interpretării diagrafiilor se poate stabili dacă o zonă a unui rezervor se află la saturație ireductibilă în apă și, de asemenea, se poate estima permeabilitatea zonei respective pentru un anumit tip de hidrocarburi. Luând în considerare relația dintre  $V_{A,ir}$  și granulometria sau tipul de porozitate al rocilor rezervor (Tabelul 5 din subcapitolul 3.1), pe dependențele  $P = f(S_A)$  sau  $S_A = f(P)$  se pot reprezenta hiperbolele  $V_A = \text{constant}$  ( $V_{A,ir}$ ) care delimitează domeniile caracteristice fiecărui tip de rocă sau tip de porozitate, alături de izoliniile  $k$ . Pentru rocile rezervor nisipoase-grezoase un astfel de exemplu este prezentat în Fig. 38, legenda indicând mărimea granulelor minerale: G - grosieră (1.0 - 0.5 mm), M - medie (0.5 - 0.25 mm), F - fină (0.25 - 0.125 mm), FF - foarte fină (0.125 - 0.0625 mm), S - silt (< 0.0625 mm). Pentru rocile rezervor carbonatice exemplul corespunzător este prezentat în Fig. 39, legenda indicând tipul porozității: V - vacuolară, V + IC (IG) - vacuolară și intercristalină (intergranulară), IC (IG) - intercristalină (intergranulară), M - microporozitate. Reprezentarea valorilor  $[P, S_A]$  pe aceste dependențe permite atât identificarea zonelor aflate la saturație ireductibilă în apă și estimarea permeabilității, cât și evaluarea granulometriei sau tipului porozității pentru rocile rezervor cu diverse litologii.

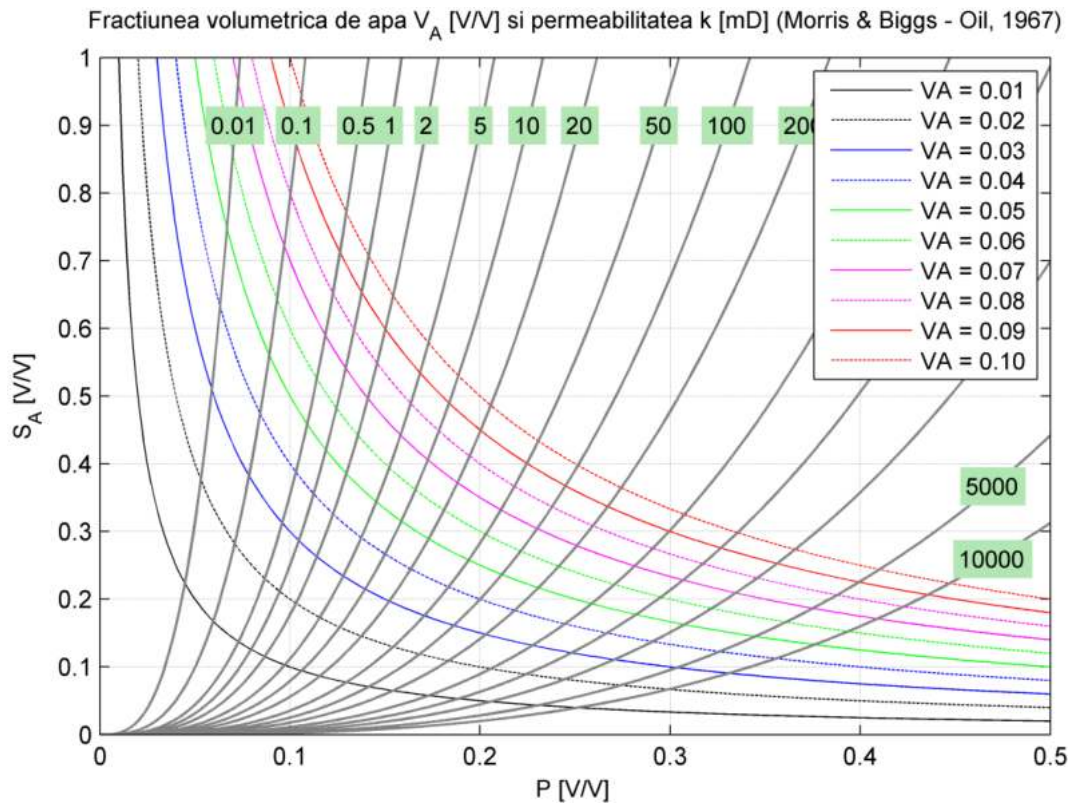


Fig. 36. Dependență  $S_A = f(P)$  având reprezentate hiperbole  $V_A = \text{constant}$  ( $V_{A,ir} = 1 - 10 \%$ ) și izolinii de permeabilitate, calculate cu relația Morris & Biggs (1967) pentru petrol.

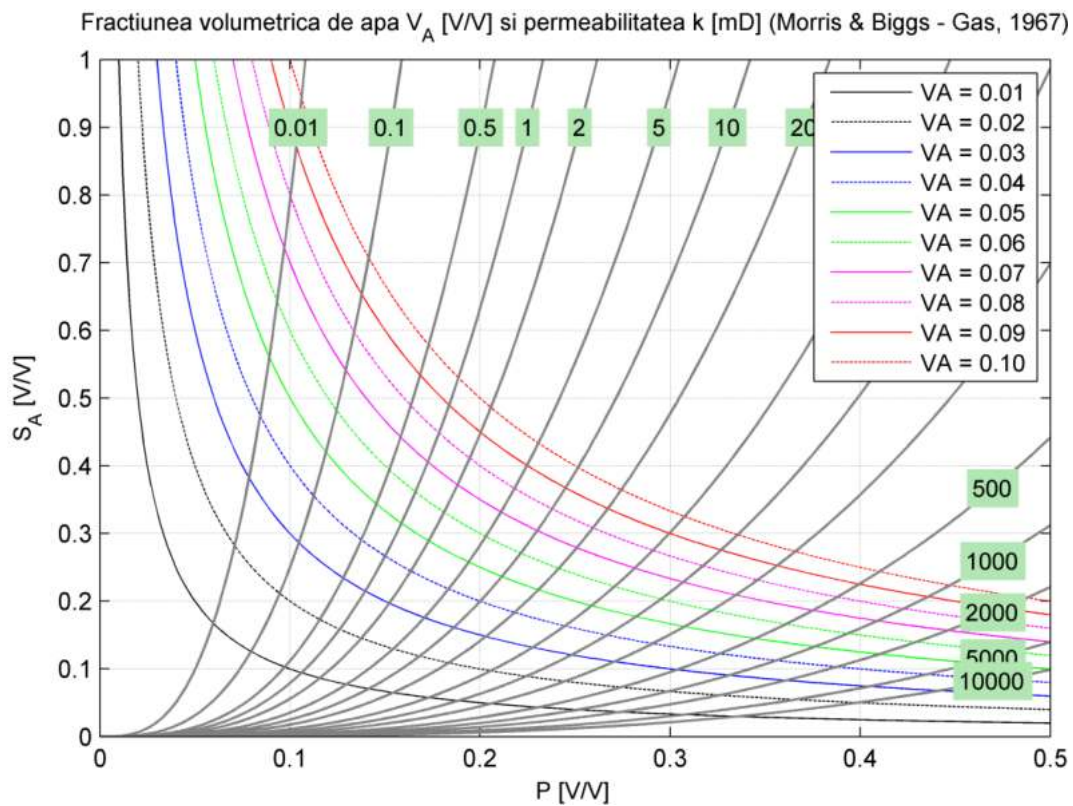


Fig. 37. Dependență  $S_A = f(P)$  având reprezentate hiperbole  $V_A = \text{constant}$  ( $V_{A,ir} = 1 - 10 \%$ ) și izolinii de permeabilitate, calculate cu relația Morris & Biggs (1967) pentru gaze.

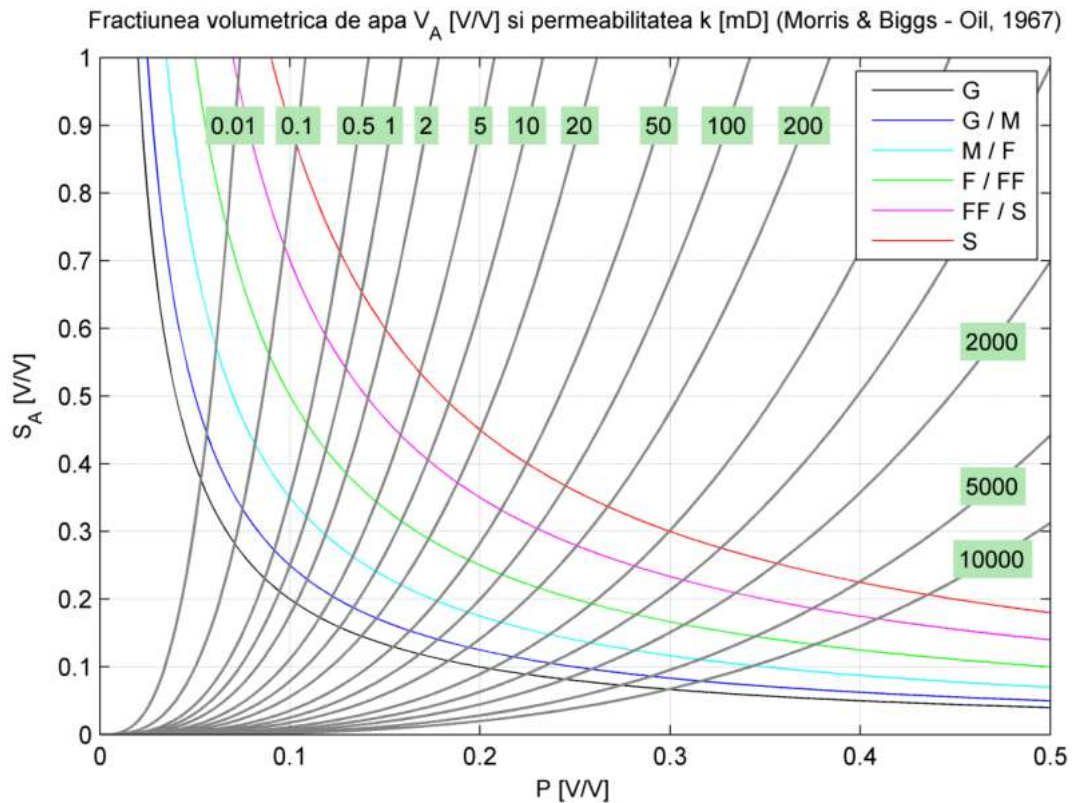


Fig. 38. Dependență  $S_A = f(P)$  pentru rocile rezervoar nisipoase-grezoase, având reprezentate domenii  $V_A = \text{constant}$  ( $V_{A,ir}$ ) corespunzătoare diverselor granulometrii și izolinii de permeabilitate, calculate cu relația Morris & Biggs (1967) pentru petrol.

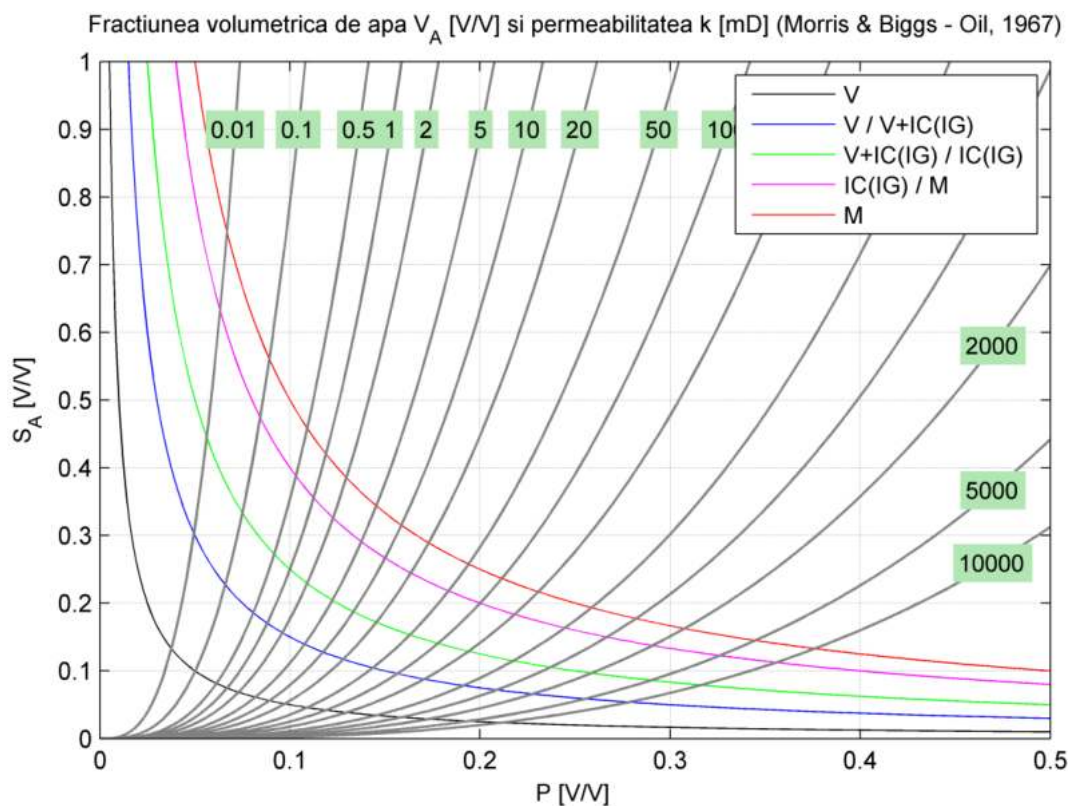


Fig. 39. Dependență  $S_A = f(P)$  pentru rocile rezervoar carbonatice, având reprezentate domenii  $V_A = \text{constant}$  ( $V_{A,ir}$ ) corespunzătoare diverselor tipuri de porozitate și izolinii de permeabilitate, calculate cu relația Morris & Biggs (1967) pentru petrol.

Utilizarea practică a dependențelor și relațiilor de calcul menționate va fi exemplificată prin analiza unui rezervor productiv cu zonă de tranziție evidentă (rezervorul inferior din Fig. 25, Fig. 31 și Fig. 32, subcapitolul 3.1). Rezervorul respectiv este prezentat în detaliu (pe intervalul de adâncime 2530 - 2590 m) în Fig. 40, zona cu hidrocarburi identificată în urma interpretării diagrafiilor geofizice fiind localizată pe intervalul 2541 - 2579 m.

La fel ca în cazul Fig. 25, curbele din Fig. 40 au semnificația:  $PHIE (P)$  = porozitatea efectivă;  $VWCL (C_a)$  = conținutul în argilă;  $SWU (S_A)$  = saturația în apă în zona neinvadată, nelimitată la intervalul fizic posibil 0 - 1;  $SXOU (S_{Aio})$  = saturația în apă în subzona spălată, nelimitată la intervalul fizic posibil 0 - 1;  $BVW (V_A)$  = fracțiunea volumetrică de apă în zona neinvadată;  $BVWSXO (V_{Aio})$  = fracțiunea volumetrică de apă în subzona spălată. În plus, au fost incluse și curbele:  $SW (S_A)$  = saturația în apă în zona neinvadată, limitată la intervalul fizic posibil 0 - 1;  $SXO (S_{Aio})$  = saturația în apă în subzona spălată, limitată la intervalul fizic posibil 0 - 1. Frațiunile volumetriche de apă  $V_A$  și  $V_{Aio}$  sunt calculate folosind  $P$  și curbele limitate  $S_A$  și  $S_{Aio}$ , curbele "nelimitate"  $S_A$  și  $S_{Aio}$  fiind utilizate doar pentru controlul calității interpretării.

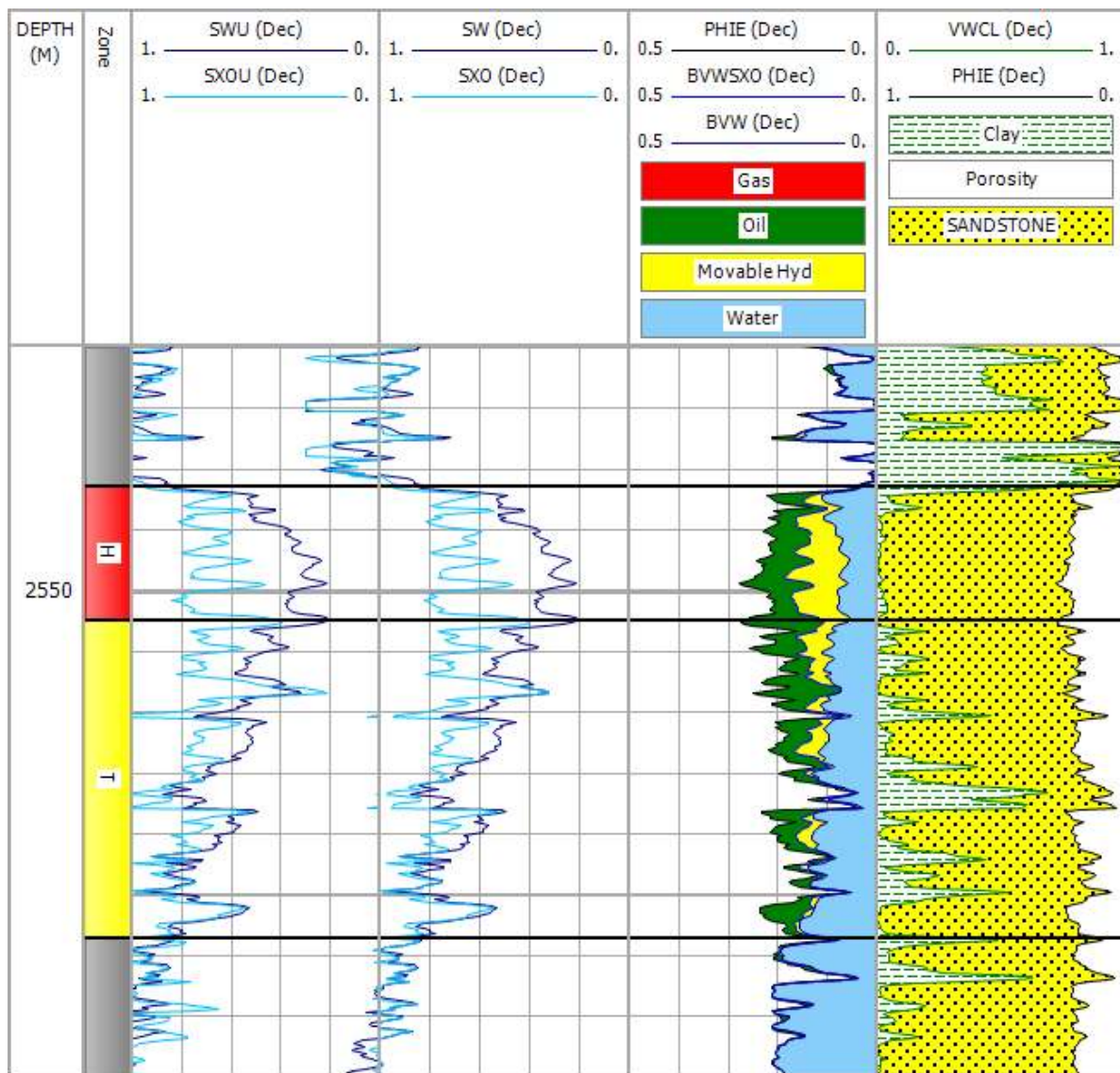


Fig. 40. Exemplu de rezervor productiv (2541 - 2579 m) cu zonă extinsă de tranziție apă-hidrocarburi. **T** - zona de tranziție (2552.5 - 2579 m); **H** - zona saturată cu hidrocarburi (2541 - 2552.5 m).

Distribuția pe dependențele  $\mathbf{S}_A = f(\mathbf{P})$  a perechilor de valori  $[\mathbf{P}, \mathbf{S}_A]$  obținute în urma interpretării este prezentată în Fig. 41 și Fig. 42, izoliniile  $\mathbf{k}$  fiind calculate cu relația Morris & Biggs (1967) pentru petrol și, respectiv, pentru gaze. Valorile minime și relativ constante ale  $\mathbf{V}_A$  corespund nivelelor de adâncime aflate la saturație ireductibilă în apă (zona saturată cu hidrocarburi a rezervorului) și definesc valoarea  $\mathbf{V}_{A,ir}$ . Ținând seama de caracterul nisipos-grezos al rezervorului, se observă că aceste nivele se plasează în domeniul caracteristic rocilor cu granulație foarte fină (diametrul mediu al granulelor minerale: 0.125 - 0.0625 mm). De asemenea, în funcție de încadrarea acestor nivele între izoliniile  $\mathbf{k}$  se poate aprecia, orientativ, permeabilitatea față de petrol și, respectiv, față de gaze a zonei saturate a rezervorului.

Pentru identificarea mai clară a nivelelor de adâncime aflate la  $\mathbf{S}_{A,ir}$  și estimarea mai precisă a permeabilității zonei saturate cu hidrocarburi, pe dependențele  $\mathbf{S}_A = f(\mathbf{P})$  pot fi calculate și reprezentate interactiv, prin intermediul unei aplicații software adecvate, hiperbole  $\mathbf{V}_{A,ir}$  și izolinii  $\mathbf{k}$  cu valori oarecare. Această modalitate de interpretare este ilustrată în Fig. 43 și Fig. 44, în care distribuția punctelor  $[\mathbf{P}, \mathbf{S}_{A,ir}]$  a fost bine aproximată prin hiperbola  $\mathbf{V}_{A,ir} = 0.055$  (5.5 %). Sub aspectul permeabilității (calculată tot cu relația Morris & Biggs, 1967), pentru punctele respective se obține un domeniu de cca. 150 - 500 mD în cazul petrolului și de cca. 15 - 50 mD în cazul gazelor. Conform clasificării din Tabelul 11 (North, 1985), aceste domenii ar corespunde unei permeabilități bune - foarte bune pentru petrol și unei permeabilități moderate pentru gaze. Chiar dacă granulația rocii rezervor este foarte fină, ceea ce ar implica o permeabilitate scăzută, valorile  $\mathbf{k}$  moderate - relativ mari obținute pot fi explicate printr-un grad bun de sortare a granulelor minerale. Pentru rocile nisipoase-grezoase creșterea gradului de sortare contribuie la creșterea  $\mathbf{P}$  și  $\mathbf{k}$ ; pe intervalul 2541 - 2579 m valoarea medie a  $\mathbf{P}$  este  $0.186 \pm 0.05$ , iar valoarea cea mai frecventă (modulul) este 0.215 (porozitate bună - foarte bună, conform clasificărilor din Tabelul 11).

În legătură cu estimările  $\mathbf{k}$  efectuate trebuie evidențiat că relațiile experimentale folosite au fost stabilite fie pentru petrol cu densitate medie ("*medium gravity oil*"), fie pentru gaze uscate ("*dry gas*"), numite și gaze sărace - gaze naturale compuse preponderent din metan, fără conținut de condensat (fracție lichidă de hidrocarburi ușoare). O clasificare convențională (SCHLUMBERGER, 1985) a hidrocarburilor după densitatea acestora în condiții de rezervor ( $\delta_H$ ) este: gaze:  $\delta_H < 0.4 \text{ g/cm}^3$ ; condensat:  $0.4 \text{ g/cm}^3 < \delta_H < 0.6 \text{ g/cm}^3$ ; petrol:  $\delta_H > 0.6 \text{ g/cm}^3$ . Pentru rezervorul analizat, din interpretarea diagramei geofizice a rezultat  $\delta_H \approx 0.6 \text{ g/cm}^3$ , o valoare și un tip al hidrocarburilor care nu corespund cu domeniul de aplicabilitate al relațiilor de calcul utilizate (petrolul mediu are  $\delta_H \approx 0.85 - 0.9 \text{ g/cm}^3$ ). Din acest motiv este posibil ca permeabilitatea reală a rezervorului să nu se încadreze într-unul dintre domeniile estimate cu ajutorul dependențelor interactive  $\mathbf{S}_A = f(\mathbf{P})$ .

Este foarte important de subliniat că estimarea permeabilității rezervoarelor pe baza diagramei geofizice este afectată de multiple incertitudini și are, uneori, o acuratețe relativ scăzută, iar valorile sau domeniile  $\mathbf{k}$  obținute trebuie interpretate mai degrabă calitativ decât cantitativ. De asemenea, atât valorile  $\mathbf{k}$  obținute pe baza diagramei cât și cele măsurate efectiv pe carote prelevate de la diverse adâncimi caracterizează un volum redus de rocă și, adeseori, pot să nu fie reprezentative la scara întregului rezervor. Extrapolarea acestor valori în scopul caracterizării cantitative a rezervoarelor și al modelării / simulării curgerii fluidelor ("*reservoir simulation*") este riscantă, fiind posibilă numai în cazul omogenității formațiunilor în cadrul întregului rezervor. Totuși, utilizarea dependențelor  $\mathbf{P} = f(\mathbf{S}_A)$  sau  $\mathbf{S}_A = f(\mathbf{P})$  și estimarea  $\mathbf{k}$  prin intermediul diagramei geofizice au o aplicabilitate directă în stabilirea strategiei de deschidere prin perforare a rezervoarelor productive: identificarea intervalului de adâncime optime, selectarea tipului de perforator, a densității de perforare ("*perforation density*") și a unghiului de defazaj între jeturi ("*perforation phasing*" sau "*gun phasing*") (Ahmed *et al.*, 1991).

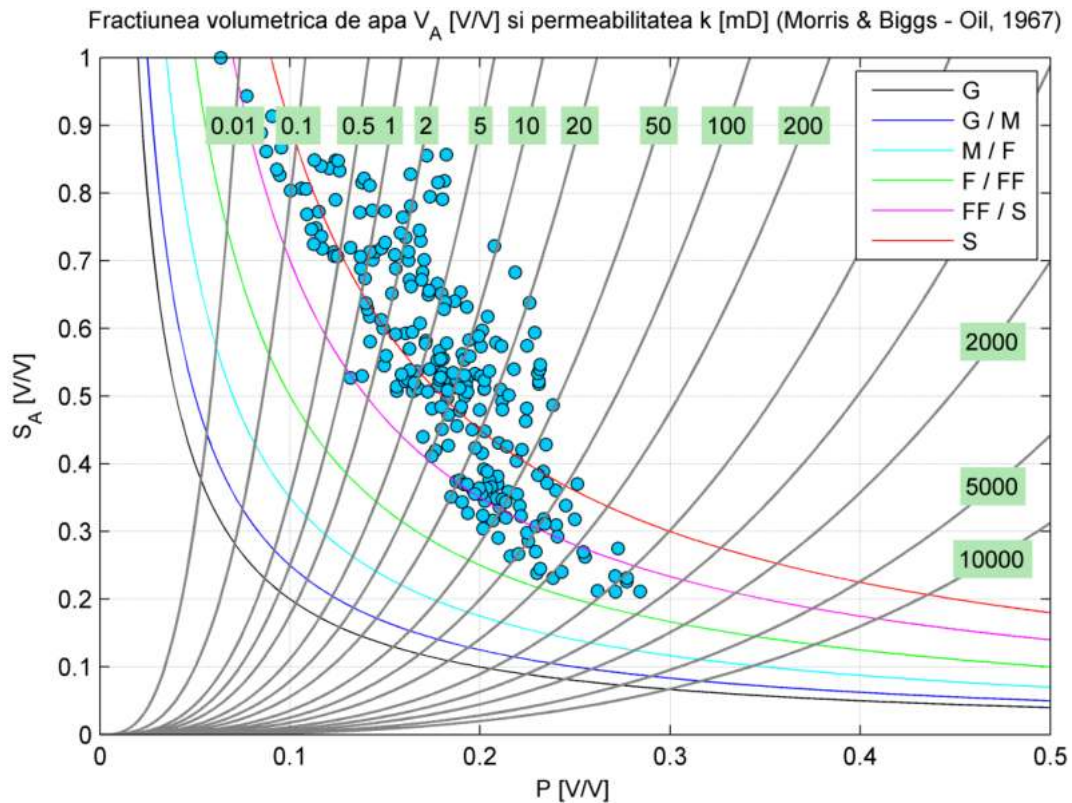


Fig. 41. Reprezentarea pe o dependență  $S_A = f(P)$  a datelor  $[P, S_A]$  obținute prin interpretarea diagramei geofizice, pentru rezervorul productiv din intervalul de adâncime 2541 - 2579 m. Izoliniile de permeabilitate sunt calculate cu relația Morris & Biggs (1967) pentru petrol.

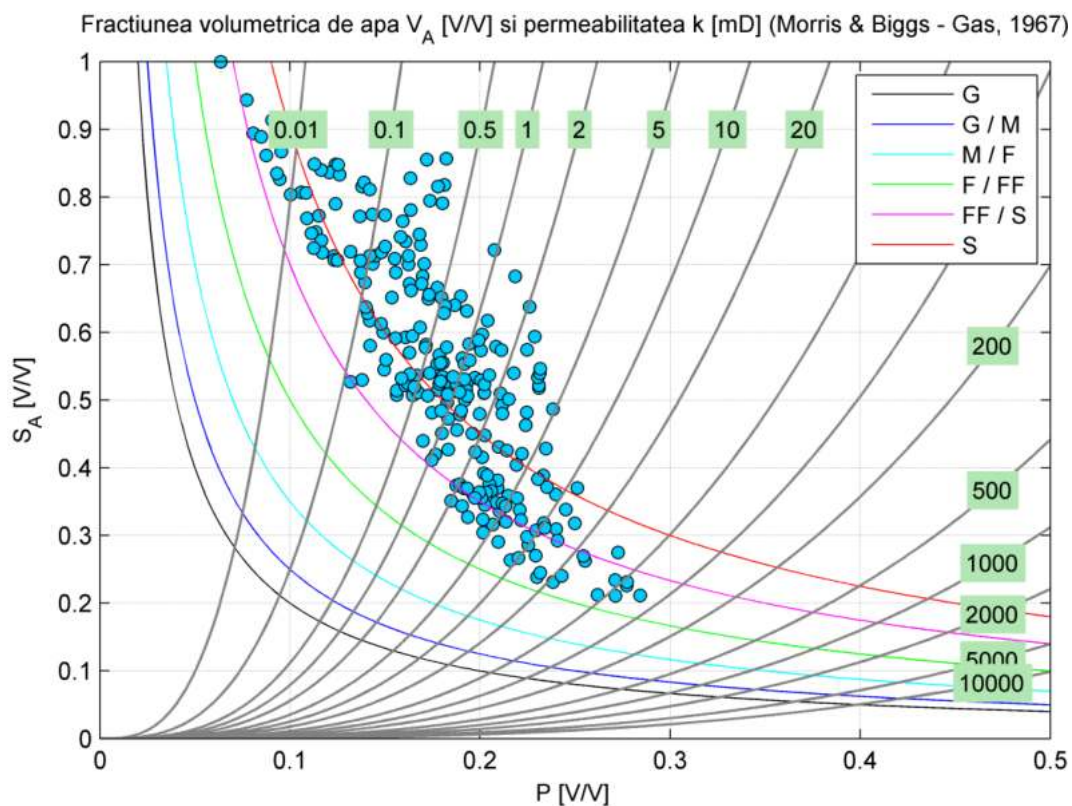


Fig. 42. Reprezentarea pe o dependență  $S_A = f(P)$  a datelor  $[P, S_A]$  obținute prin interpretarea diagramei geofizice, pentru rezervorul productiv din intervalul de adâncime 2541 - 2579 m. Izoliniile de permeabilitate sunt calculate cu relația Morris & Biggs (1967) pentru gaze.

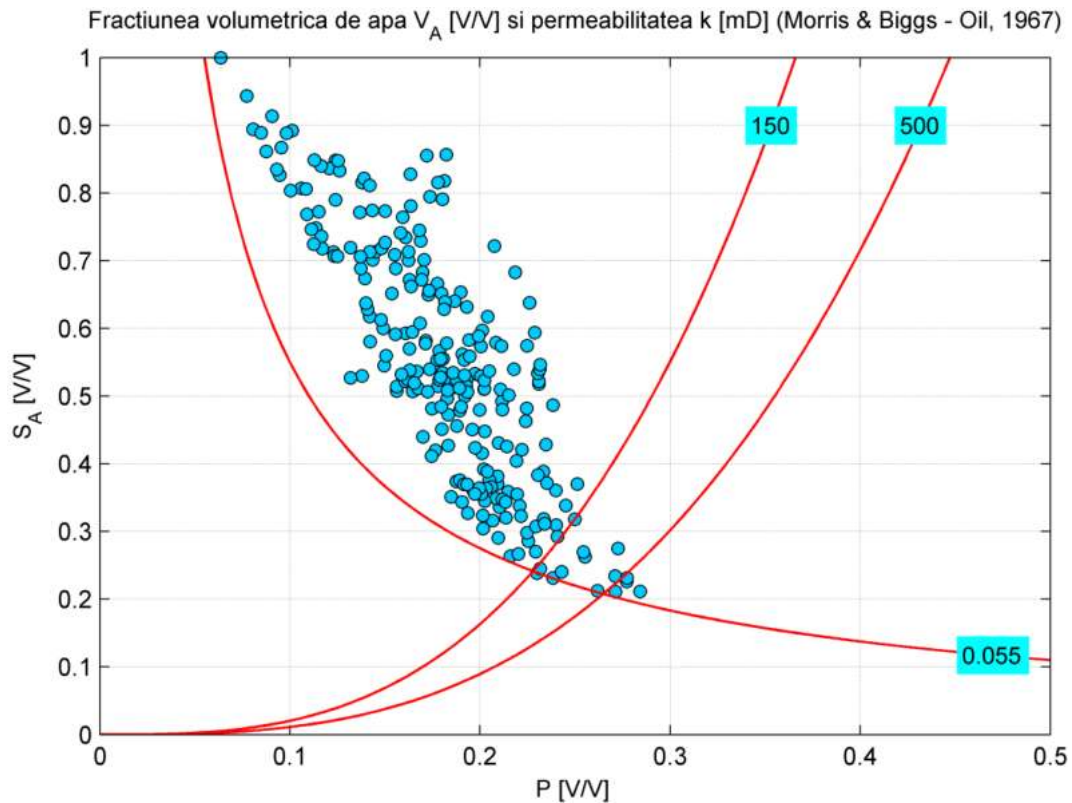


Fig. 43. Identificarea datelor  $[P, S_{A,ir}]$  care definesc zona saturată cu hidrocarburi a rezervorului productiv din intervalul de adâncime 2541 - 2579 m, ajustarea unei hiperbole  $V_{A,ir} = 0.055$  (5.5 %) și a unor izolinii de permeabilitate (150 și 500 mD) cu relația Morris & Biggs (1967) pentru petrol.

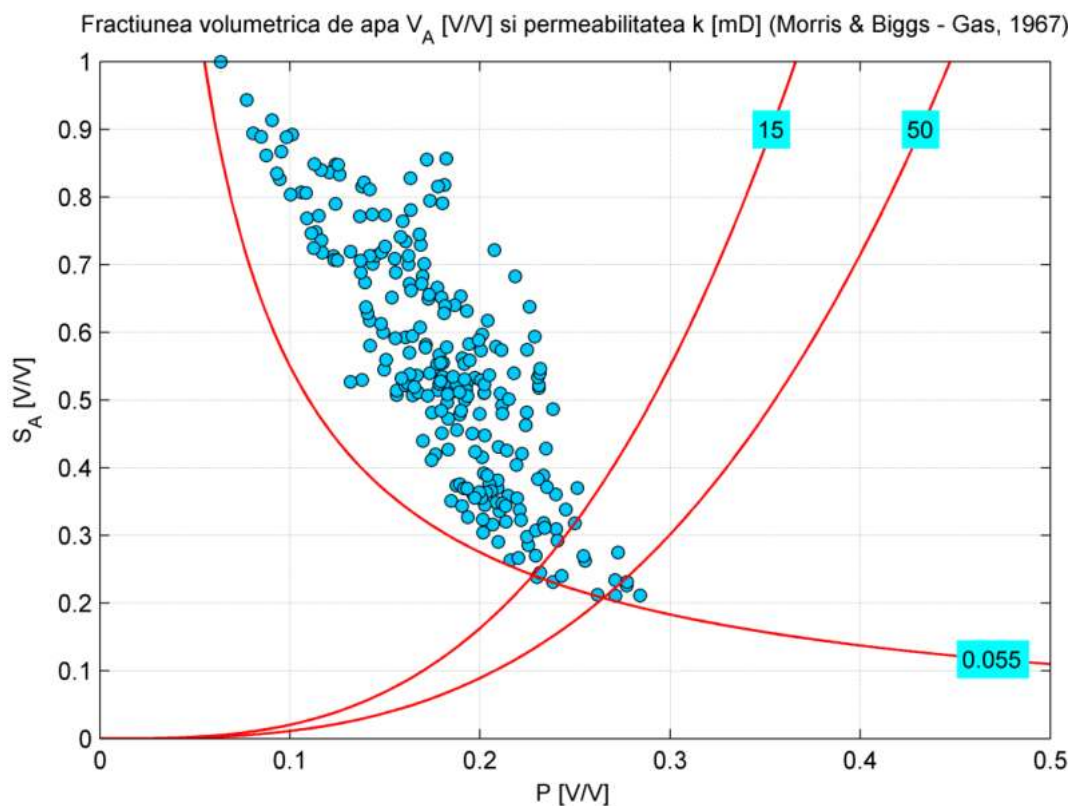


Fig. 44. Identificarea datelor  $[P, S_{A,ir}]$  care definesc zona saturată cu hidrocarburi a rezervorului productiv din intervalul de adâncime 2541 - 2579 m, ajustarea unei hiperbole  $V_{A,ir} = 0.055$  (5.5 %) și a unor izolinii de permeabilitate (15 și 50 mD) cu relația Morris & Biggs (1967) pentru gaze.

## REFERINȚE BIBLIOGRAFICE

- Ahmed U., Crary S.F., Coates G.R., 1991. Permeability Estimation: The Various Sources and Their Interrelationships. *Journal of Petroleum Technology*, 43 (5), 578-587.
- Archie G.E., 1942. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *American Institute of Mining & Metallurgical Engineers (AIME) Petroleum Transactions*, 146, 54-62.
- Archie G.E., 1950. Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bulletin*, 34 (5), 943-961.
- Asquith G., Krygowski D., 2004. Basic Well Log Analysis, 2<sup>nd</sup> ed. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Methods in Exploration Series*, 16, 244 p.
- Atkins E.R., Smith G.H., 1961. The Significance of Particle Shape in Formation Resistivity Factor-Porosity Relationships. *Journal of Petroleum Technology*, 13 (3), 285-291.
- Brock J.G., 1986. Applied Open-Hole Log Analysis, in Chilingar G.V., ed., *Contributions in Petroleum Geology & Engineering (Volume 2)*. Gulf Publishing Company, Houston, 284 p.
- Buckles R.S., 1965. Correlating and averaging connate water saturation data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 9 (1), 42-52.
- Carothers J.E., 1968. A statistical study of the formation factor relation. *The Log Analyst*, 9 (5), 13-20.
- Dewan J.T., 1983. Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation. PennWell Publishing Company, Tulsa, 361 p.
- Doveton J. H., 1986. Log Analysis of Subsurface Geology: Concepts and Computer Methods. John Wiley & Sons Inc., New York, 273 p.
- Doveton J.H., 1994. Geological Log Interpretation. *Society for Sedimentary Geology (SEPM)*, Short Course Notes, Vol. 29.
- Gluyas J., Swarbrick R., 2004. Petroleum Geoscience. Blackwell Science Ltd., 349 p.
- Hingle A.T., 1959. The use of logs in exploration problems. *Society of Exploration Geophysicists (SEG)*, 29<sup>th</sup> International Annual Meeting.
- Langnes G.L., Robertson J.O., Chilingar G.V., 1972. Secondary Recovery and Carbonate Reservoirs. American Elsevier Publishing Company Inc., New York, 304 p.
- Levorsen A.I., 1956. Geology of Petroleum. W.H. Freeman and Company Inc., San Francisco, 286 p.
- Lucia F.J., 1983. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space. *Journal of Petroleum Technology*, 35 (3), 629-637.
- Lucia F.J., Conti R.D., 1987. Rock fabric, permeability and log relationships in an upward-shoaling, vuggy carbonate sequence. The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Geological Circular 87-5, 22 p.
- Martin F.D., Colpitts R.M., 1996. Reservoir Engineering, in Lyons W.C., ed., *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (Volume 2)*. Gulf Publishing Company, Houston, 1075 p.
- Morris R.L., Biggs W.P., 1967. Using log-derived values of water saturation and porosity. *Society of Professional Well Log Analysts (SPWLA)*, 8<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, Transactions, paper X, 26 p.
- Negoia V., 1981. Studiu privind caracteristicile petrofizice ale tipurilor de roci carbonatice din Platforma Moesică. *St. Cerc. Geol., Geofiz., Geogr., GEOFIZICĂ*, 19, 129 - 142, București.
- Neguț A., 1985. Geofizică de sondă - Caiet de lucrări practice. Editura Universității din București, 400 p.
- North F.K., 1985. Petroleum Geology. Allen & Unwin, Boston, 607 p.
- Pârvu G., Negoia V., Călin P., 1978. Petrolul în colectoare fisurate. Editura Tehnică, București, 278 p.
- Pickett G.R., 1973. Pattern recognition as a means of formation evaluation. *Society of Professional Well Log Analysts (SPWLA)*, 14<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, Transactions, Paper A, 21 p.
- Pirson S.J., 1958. Oil Reservoir Engineering, 2<sup>nd</sup> ed. McGraw-Hill Book Company Inc., 735 p.



- Porter C.R., Carothers J.E., 1970. Formation factor-porosity relation derived from well log data. *Society of Professional Well Log Analysts (SPWLA), 11<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, Transactions*, paper A, 19 p.
- SCHLUMBERGER Limited, 1985. Well Evaluation Conference - Nigeria, 288 p.
- SCHLUMBERGER Limited, 1991. Log Interpretation Principles / Applications, 223 p.
- SCHLUMBERGER Limited, 2009. Log Interpretation Charts, 293 p.
- Sen P.N., 1980. The dielectric and conductivity response of sedimentary rocks. *Society of Petroleum Engineers (SPE), Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas*, paper SPE-9379.
- Sweeney S.A., Jennings H.Y., 1960. Effect of wettability on the electrical resistivity of carbonate rock from a petroleum reservoir. *Journal of Physical Chemistry*, 64, 551-553.
- Tiab D., Donaldson E.C., 2004. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, 2<sup>nd</sup> ed. Gulf Professional Publishing, 889 p.
- Timur A., 1968. An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. *The Log Analyst*, 9 (4), 8-17.
- Timur A., Hemkins W.B., Worthington A.E., 1972. Porosity and pressure dependence of formation resistivity factor for sandstones. *Canadian Well Logging Society (CWLS), 4<sup>th</sup> Formation Evaluation Symposium, Proceedings*.
- Winsauer W.O., Shearin H.M., Masson P.H., Williams M., 1952. Resistivity of Brine-Saturated Sands in Relation to Pore Geometry. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bulletin*, 36 (2), 253-277.
- Wyllie M.R.J., Rose W.D., 1950. Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rock from electrical log data. *Journal of Petroleum Technology*, 2 (4), 105-118.
- Wyllie M.R.J., Gregory A.R., 1953. Formation factors of unconsolidated porous media. Influence of particle shape and effect of cementation. *American Institute of Mining & Metallurgical Engineers (AIME) Petroleum Transactions*, 198, 103-110.

*Tiparul s-a executat sub cda 4006/2016  
la Tipografia Editurii Universității din București*