

**Universitatea din București**  
**Facultatea de Geologie și Geofizică**



**Școala Doctorală de Geologie**

**TEZĂ DE DOCTORAT**  
**- Rezumat -**

***CARACTERIZAREA COMPLEXĂ A FORMAȚIUNILOR  
FRACTURATE DUPĂ DIAGRAFIA GEOFIZICĂ***

**CONDUCĂTOR ȘTIINȚIFIC:**

Prof. univ. dr. ing. Victor MOCANU

**DOCTORAND:**

Ing. Constantin-Laurian  
CIUPERCĂ

**București, 2020**

În cadrul tezei de doctorat au fost abordate și analizate diverse aspecte ale caracterizării complexe a formațiunilor fracturate după diagramele geofizice.

Rezervoarele fracturate de hidrocarburi, larg răspândite pe mapamond, se regăsesc sub forma convențională sau neconvențională.

În cadrul rezervoarelor convenționale, care implică existența sistemului clasic rocă sursă-căi de migrație-roca rezervor-capcană-strate etanșe, sunt incluse rezervoarele carbonatice și fundamentul magmatic și metamorfic fracturat.

În categoria rezervoarelor neconvenționale sunt incluse rezervoarele de gaz și petrol de șist (*shale și oil gas*), cele de gaz metan cantonat în stratele de carbuni (*coal bed methane*) și gresiile cimentate cu porozitate și permeabilitate mică (*tight gas*).

Spre deosebire de cele convenționale, care permit curgerea liberă a fluidelor lichide sau gazoase prin spațiul poros-permeabil, rezervoarele neconvenționale de hidrocarburi necesită folosirea unor tehnologii speciale, de stimulare, cum ar fi fracturarea hidrolică, cu scopul creării unor fracturi care să înlesnească curgerea acestora. Rezervoarele de *tight gas* au fost încadrate în categoria celor neconvenționale, cu toate că din punct de vedere al originii sunt rezervoare clasice, tocmai datorită faptului că necesită fracturare hidrolică.

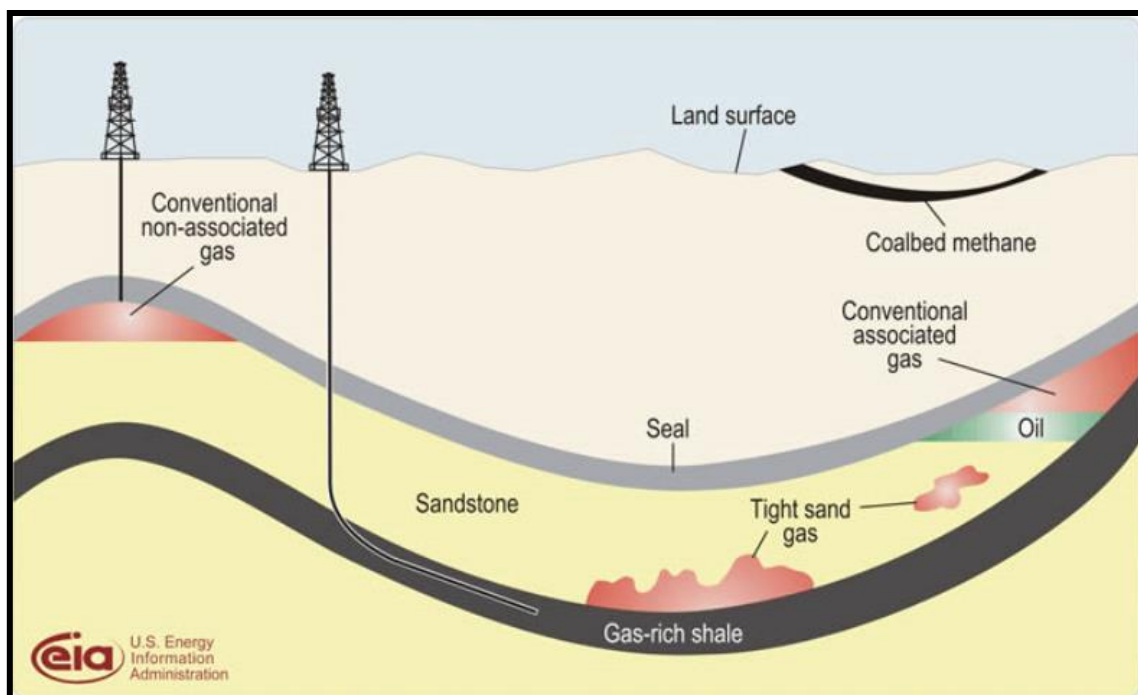


Fig. 1 Schiță cu rezervoarele convenționale și neconvenționale de hidrocarburi (după EIA, 2010)

Din cauza faptului că rezervoarele carbonatice pot conține atât porozitate primară cât și secundară, de tip vacuolar sau fractural, modelul de calcul folosit în caracterizarea complexă a rezervoarelor carbonatice se complică, fiind necesare investigații geofizice suplimentare. Lucrurile devin și mai complicate atunci când parametrii calculați în sonde trebuie să fie extrapolați în întregul zăcământ, în scopul realizării modelului 3D. Densitatea sondelor în care se efectuează măsurători geofizice complexe, trebuie să fie suficient de mare, încât să asigure o bună caracterizare a zăcământului, ținându-se cont că parametrii petrofizici pot varia dramatic, uneori chiar la distanță de câțiva metri de punctul din sondă în care au fost calculați. Se poate considera că rezervoarele carbonatice reprezintă edificii petrografice unice, modelul de calcul realizat pentru un rezervor neputând fi extrapolat la alte rezervoare cu aceeași ușurință ca în cazul rezervoarelor detritice.

## CAPITOLUL I

Primul capitol al lucrării de doctorat a fost dedicat în întregime *rezervoarelor carbonatice*, acestea fiind cele mai cunoscute și răspândite rezervoare fracturate.

Carbonații prezintă texturi și structuri foarte diverse, care influențează direct proprietățile petrofizice ale acestora. Diversele aspecte texturale ale carbonaților au fost ilustrate cu imagini electrice ale găurii de sondă de înaltă rezoluție.

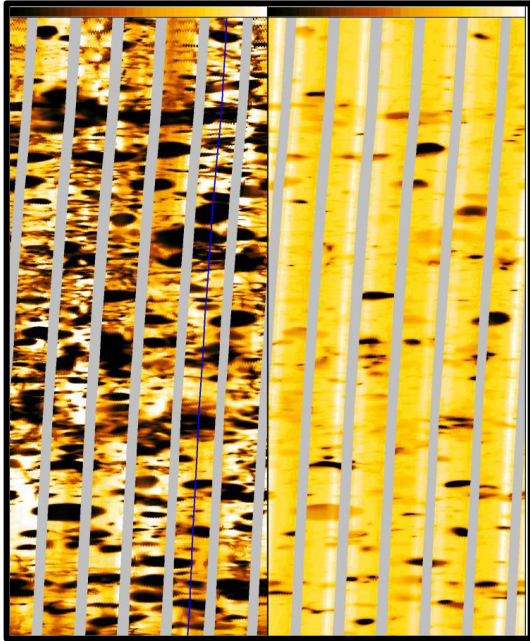


Fig. 2 Goluri de dizolvare (vugs)



Fig. 3 Stilolite

De-a lungul timpului, au existat numeroase încercări de sistematizare și clasificare a carbonaților, care să servească scopurilor diferitelor tipuri de specialiști: mineralogi, petrografi sau geologi de petrol. În industria petrolieră, cele mai cunoscute și folosite clasificări, Folk și Dunham, au fost publicate încă din anii '50-'60 ai secolului trecut.

Mudstone	Wackestone	Facilestone	Grainstone	Boundstone	Crystalline
Less than 10% grains	More than 10% grains	Grain-supported	Lacks mud and is grain-supported	Original components were bound together	Depositional texture not recognizable
Mud-supported					
Contains mud, clay and fine silt-size carbonate					
Original components were not bound together					
Depositional texture recognizable					

Fig. 4 Clasificarea rocilor carbonatice după Dunham (1962)

Cea de a doua parte a acestui capitol, prezintă criteriile de clasificare a diverselor tipuri de pori întâlniți în rocile carbonatice, permeabilitatea și valorile de interes ale celor două proprietăți petrofizice majore, pentru evaluarea și exploatarea hidrocarburilor.

Carbonații prezintă, de obicei, o porozitate mică a matricei minerale, porozitatea secundară, dată de fracturi și goluri de dizolvare, jucând un rol important în productivitatea acestor tipuri de rezervoare. Deoarece porozitatea variază cu adâncimea, aceasta este în legătură directă cu procesele diagenetice care pot duce la crearea (prin dizolvare) sau închiderea porilor. Procesul de dolomitizare, care constă în substituția stoichiometrică a ionilor de  $\text{Ca}^{2+}$  cu ioni de  $\text{Mg}^{2+}$ , datorită circulației apelor îmbogățite în magneziu, duce la creșterea porozității rocilor nou formate - dolomite, datorită faptului că ionii înlocuitori de  $\text{Mg}^{2+}$  au rază mai mică decât ai celor de  $\text{Ca}^{2+}$ .

Permeabilitatea rocilor carbonatice variază în limite largi, de la 0.001 mD până la valori de ordinul Darcy.

## CAPITOLUL II

În acest capitol sunt prezentate celelalte tipuri litologice care generează colectoare fisurate de fluide.

*Colectoarele de hidrocarburi din fundamentul magmatic și metamorfic* pot întruni toate condițiile formării și acumulării hidrocarburilor.

Deoarece rocile cristaline prezintă o porozitate primară foarte scăzută, porozitatea secundară, dată mai ales de fracturi, are rolul major în stocarea hidrocarburilor.

Dezagregarea și alterarea rocilor datorită expunerii subaerene sau a circulației diferitelor soluții hidrotermale, procesele metamorfice, tectonismul sau intruziunea unor *dyke*-uri, lacolite, facolite sau *sill*-uri reprezintă principalele mecanisme de formare a fracturilor în fundament.

Majoritatea rocilor metamorfice și unele roci magmatice se caracterizează prin apariția foliației, care duce la realinierea cristalelor după o direcție preferențială. Această realiniere poate da naștere la fracturi sau chiar la goluri de recristalizare.

Carotajele geofizice, datorită conținutului mineralogic al rocilor magmatice și metamorfice, precum și porozității primare extrem de reduse, prezintă valori specifice care individualizează aceste tipuri de rezervoare. Astfel, se pot remarca valorile mari de rezistivitate și densitate și valorile mici de neutronic și timp de parcurs acustic. Separația curbilor de rezistivitate sugerează prezența zonelor fracturate. Foarte util în evaluarea tipului de roci și minerale din fundament este și carotajul radiației gama spectrale, folosit împreună cu determinările de factor fotoelectric din carotajul de litodensitate.

Determinarea diverselor faciesuri cristaline este o etapă importantă a interpretării și se face prin utilizarea graficelor de frecvență. Astfel, graficul de frecvență Th-Radiația gama naturală totală a fost folosit cu succes la identificarea a 4 faciesuri într-un rezervor fracturat metamorfic, cu incluziuni de *dyke*-uri granitice.

*Zăcămintele de cărbuni*, care conțin importante cantități de gaz metan în sistemul de microfracturi ortogonale naturale (*cleat*-uri) sau adsorbite de către matricea organică, poartă denumirea de rezervoare de *coal bed methane* atunci când sunt exploatate prin săparea de sonde orizontale și apoi sunt fracturate hidraulic, pentru extragerea gazului metan.

Permeabilitatea acestor rezervoare este, în general, mică, fiind legată de prezența *cleat*-urilor și a fracturilor naturale. Prezența unui stres tectonic semnificativ poate duce la creșterea permeabilității cărbunilor. Din acest motiv, este foarte importantă realizarea unui studiu geomecanic riguros, care să evidențieze și să caracterizeze zonele fracturate în funcție de stresul tectonic.

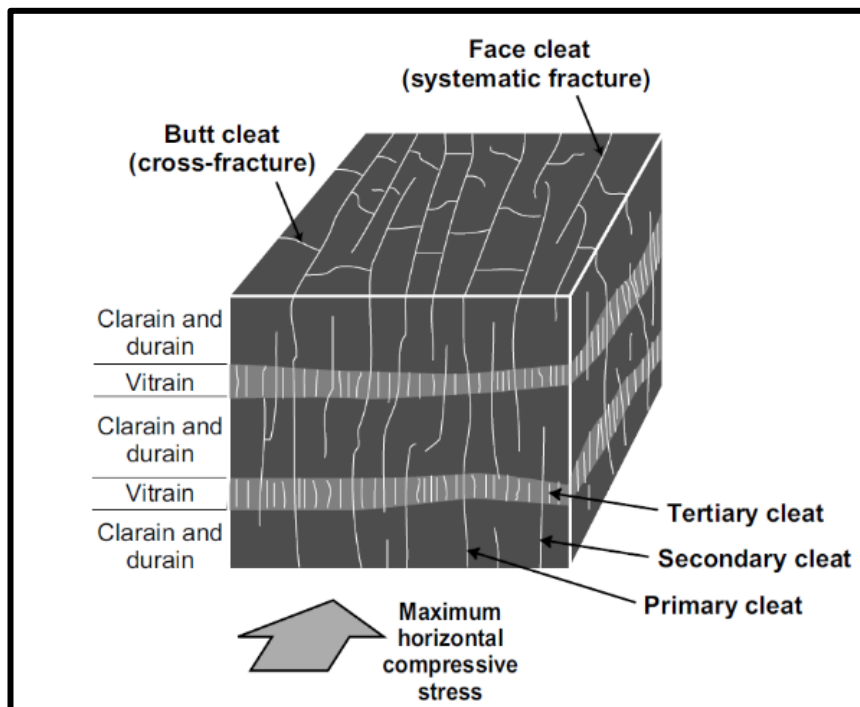


Fig. 5 Bloc diagramă arătând relația dintre cleat-uri și direcția stresului tectonic maxim (Thakur et al., 2014)

Evaluarea fracturilor ortogonale se face cu ajutorul imaginilor găurii de sondă, *cleat*-urile fiind mai evidente în sondele orizontale, decât în cele verticale, datorită poziției relative a acestora față de axa sondei. Din punct de vedere al carotajelor geofizice, stratele de cărbuni prezintă valori scăzute ale radiației naturale gama și ale densității, și valori ridicate ale timpului de parcurs acustic al undelor compresionale. Imaginea statică de microrezistivitate este suprasaturată în dreptul stratului cu cărbuni datorită rezistivității ridicate a cărbunilor și/sau a gazelor ieșite din *cleat*-uri în gaura de sondă.

În cazul *rezervoarelor de gaze și petrol de șist*, formațiunile argiloase, bogate în materie organică, funcționează atât ca rocă rezervor, cât și ca sursa de hidrocarburi.

Principalul parametru care caracterizează aceste tipuri de rezervoare este conținutul de carbon organic (TOC). Acesta se determină în laborator, pe carotele mecanice extrase, sau cu ajutorul carotajelor geofizice.

Cele mai cunoscute și utilizate metode de determinare a TOC din carotajele geofizice folosesc carotajul radiației gama naturale totale (metoda Schmoker), datele combinate ale carotajelor de rezistivitate și acustic (metoda Carbolog) sau datele carotajului neutronic în regim de impulsuri.

Uraniul, asociat de obicei cu materia organică, reprezintă un bun indicator de calitate al prezenței acesteia. Zonele din rezervoarele argiloase bogate în uraniu poartă denumirea de *sweet spots*, proiectarea sondelor orizontale având ca scop menținerea traiectului în aceste intervale.

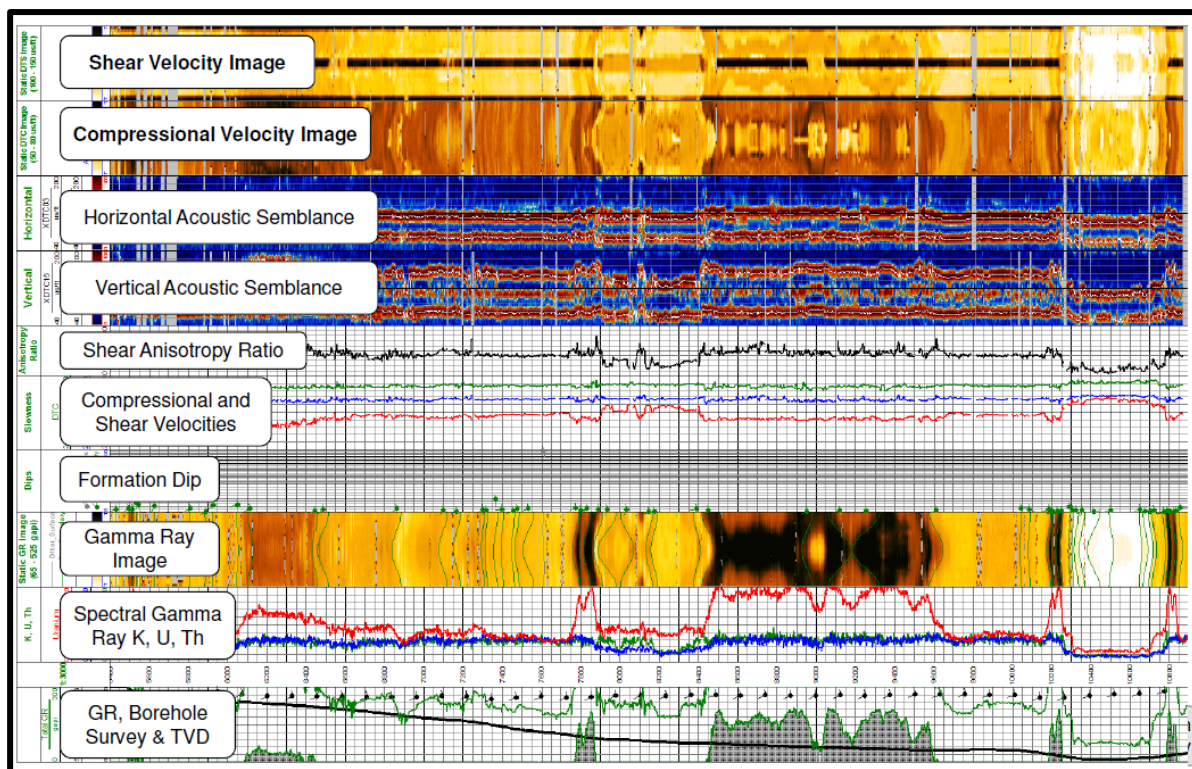


Fig. 6 Caracterizarea secțiunii orizontale cu ajutorul măsurătorilor LWD (Tonner D., 2012)

Din punct de vedere al răspunsului carotajelor geofizice, rocile bogate în materie organică prezintă valori ridicate ale radiației gama naturale totale și de rezistivitate, au un conținut ridicat de uraniu, iar valorile de densitate sunt mici.

Analiza complexă a rezervoarelor de gaze de șist cuprinde 3 părți: interpretarea detaliată a imaginii de înaltă rezoluție a găurii de sondă, analiza petrofizică și analiza geomecanică. Rezervoarele neconvenționale compacte de gaze (*tight gas*) prezintă porozități și permeabilități foarte mici, cuprinse între 0.001 și 0.1 mD. Porozitatea variază între 3 și 12%, și este formată atât din pori primari, cât și secundari.

### CAPITOLUL III

Programele de investigare geofizică recomandate pentru identificarea și evaluarea rocilor carbonatice conțin atât carotaje geofizice cu cablu (*wireline*), cât și LWD.

Scopul folosirii unui program de investigare adecvat constă atât în identificarea stratelor poros-permeabile în raport cu cele impermeabile și corelarea cu sondele sau cu structurile învecinate, cât și determinarea parametrilor de bază în interpretarea cantitativă și a saturațiilor în apă și hidrocarburi totale.

Factorii care influențează întocmirea programului de investigare sunt: tipul sondei (explorare sau exploatare-dezvoltare), tipul problemelor geologice de rezolvat, condițiile tehnice de sondă (adâncime, diametrul sondei, tipul fluidului de foraj, deviația de la verticală, prezența sau absența coloanei de tubaj), natura fluidului din formațiune (apa interstițială dulce

sau sărată, hidrocarburi) și considerentele economice (costul forajului și al carotajului geofizic).

Măsurătorile geofizice *wireline* auxiliare: cavernometria, tensiunea din cablul geofizic, temperatura sau viteza de înregistrare, au o importanță deosebită în etapa efectuării controlului de calitate și a aplicării eventualelor corecții.

Investigațiile geofizice în sondele netubate, săpate cu fluid de foraj dulce (nemineralizat) în care predomină rocile carbonatice pot cuprinde carotajele: electric standard, inductiv-electric sau dual, microcarotajul obișnuit, al radiației gama naturale sau spectrale, neutron-neutronic compensat, gama-gama de densitate compensat și litologic, acustic de viteză compensat și/sau cu traductori multipli (matricial), cavernometria, deviația orientată, imaginea geofizică a sondei, teste de presiune, rezonanța magnetică nucleară sau dielectric.

În cazul sondelor netubate săpate cu noroi mineralizat în rezervoare carbonatice, carotajele geofizice pot fi: electric cu curenți focalizați (Laterolog): LL7, LL3 sau LLdual (LLs+LLd), microcarotajul cu curenți focalizați (Microlaterolog – MLL, Proximity Log – PL), radiația gama naturală totală și/sau spectrală, neutron-neutronic compensat, gama-gama de densitate compensat și litologic, acustic de viteză compensat și/sau cu traductori multipli (matricial), cavernometria, deviația orientată, imaginea geofizică a sondei, rezonanța magnetică nucleară, dielectric.

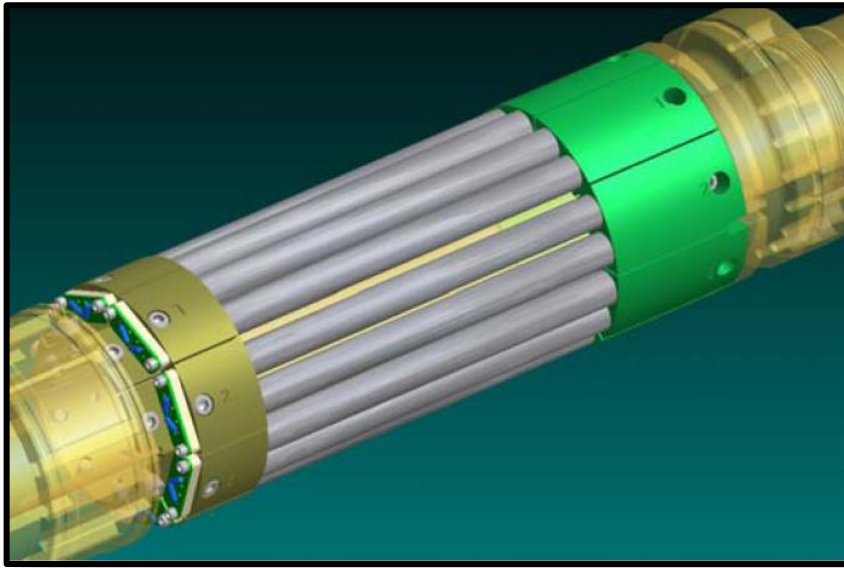
Investigațiile geofizice în sondele tubate se efectuează în scopul evaluării formațiunilor, controlului cimentării sau al identificării fluidelor din sondă, al rezolvării unor probleme tehnice, al evaluării debitelor și al definirii regimului de curgere. Pentru evaluarea formațiunilor sunt recomandate: carotajul radiației gama naturale, neutron-neutronic sau neutronic în regim de impulsuri – carotajul sigma.

Controlul cimentării poate fi făcut prin: măsurători de temperatură, trasori radioactivi, carotajul acustic de atenuare.

Din categoria carotajelor geofizice necesare identificării fluidelor din sondă, rezolvării unor probleme tehnice sau evaluării debitelor și definirii regimului de curgere putem enumera: carotajul radiației gama naturale (corelare), operațiile cu trasori radioactivi, inclusiv variante cu înregistrare spectrală, măsurarea densității fluidelor din sondă (prin metoda gama-gama), măsurători dielectrice pentru identificarea apei în raport cu hidrocarburile, temperatura – înregistrări continue de valori absolute sau temperaturi diferențiale, localizarea mufelor coloanelor de tubaj (locator magnetic de mufe), măsurarea presiunilor din sonda, debitmetrie continuă sau staționară, cavernometrie de interior cu cavernometre cu brațe multiple, de mare precizie, inspectarea stării tehnice a coloanelor și evaluarea gradului de coroziune la interior și exterior, localizarea spărturilor de coloană (prin metode magnetice și electromagnetice), probatoare (testere) de fluide lansate cu cablul.

Spre deosebire de măsurătorile de tip *wireline*, măsurătorile *LWD* sunt caracterizate de prezența unei invazii minime. Temperatura din timpul săpatului este mai mică decât cea înregistrată în timpul măsurătorilor *wireline*, acestea din urmă efectuându-se la un interval de timp care permite difuzia parțială a căldurii din formațiunile traversate spre gaura de sondă. Volumul de noroi de foraj din gaura de sondă, care înconjură dispozitivele *LWD* în timpul măsurătorilor este mai mic decât cel care înconjură dispozitivele *wireline*, ceea ce permite corecții mai mici pentru efectul fluidului de foraj. Principalii senzori *LWD* folosiți în procesul de evaluare a formațiunilor fac parte din categoriile: radiația gama naturală și spectrală, rezistivitate, densitate-neutronic, sonic, presiune și rezonanță magnetică nucleară.

Dispozitivele *LWD* care înregistrează radiația gama naturală totală pot avea ca senzori tuburile Geiger-Muller sau detectorii cu scintilație.



*Fig. 7 Detectori ai radiației gama naturale totale de tip Geiger-Müller dispuși circumferential (Weatherford)*

Măsurătorile *LWD* de rezistivitate au la baza teoria undelor electromagnetice, fiind înregistrate la receptori diferența de fază și atenuarea semnalului undelor radio. Aceste măsurători sunt apoi convertite automat în rezistivități cu ajutorul unui program special.

Dispozitivele *LWD* de densitate și neutronice, spre deosebire de dispozitivele *wireline*, nu mai sunt presate pe peretele găurii de sondă, dar se ține cont să se asigure o distanță cât mai mică între senzorul de măsură și peretele găurii de sondă.

Datorită folosirii unei surse de tip unipol și a mai multor receptori, dispozitivele *LWD* acustice nu mai trebuie să fie centrate în gaura de sondă. Măsurătorile *LWD* acustice pot fi înregistrate și azimutal, prin atașarea unui dispozitiv de orientare.

Folosirea testerelor de presiune *LWD* prezintă avantajul posibilității ajustării parametrilor în timp real, prin transmiterea de comenzi prin pulsuri de presiune, de la suprafață către dispozitiv.

Dispozitivele *LWD* de rezonanță magnetică nucleară pot să furnizeze în timp-real măsurători de porozitate efectivă, permeabilitate, a distribuției porilor în funcție de mărime și a tipurilor de hidrocarburi din rezervor.

*Investigarea geologică în timp real* se face cu ajutorul cabinei geologice (*mudlogging*), a cărei principale atribuții sunt monitorizarea geologică și înregistrarea parametrilor de foraj, în vederea asigurării siguranței sondei.

Monitorizarea geologică constă în: determinarea litologiei (probe de sită), înregistrarea și interpretarea indicațiilor de gaze din timpul forajului (gaz cromatografie), identificarea urmelor de petrol (fluorescența) și evaluarea conținutului de carbonați (calcimetrie).

*Metodele și tehnicile moderne de imagistică geofizică a sondelor*, datorită rezoluției verticale și orizontale foarte bună, au devenit indispensabile în caracterizarea rezervoarelor fracturate.



Măsurătorile efectuate în gaura de sondă cu dispozitivele speciale *wireline* sau *LWD* de tip electric, ultrasonic, de densitate, factor fotoelectric, ale radiației gama naturale și spectrale, sunt convertite în imagini/hărți electronice ale rocilor și fluidelor întâlnite.

Cu toate acestea, imaginile găurii de sondă nu permit determinarea directă a litologiei sau a fluidelor din roci.

În funcție de rezoluție, cu ajutorul acestor dispozitive de imagistică, pot fi identificate elemente stratigrafice, structurale sau de identificare a direcției stresului tectonic. De asemenea, pot fi identificate și cuantificate stratele subțiri, porozitatea secundară de tip vacuolar, faciessurile sedimentare sau sistemele depoziționale.

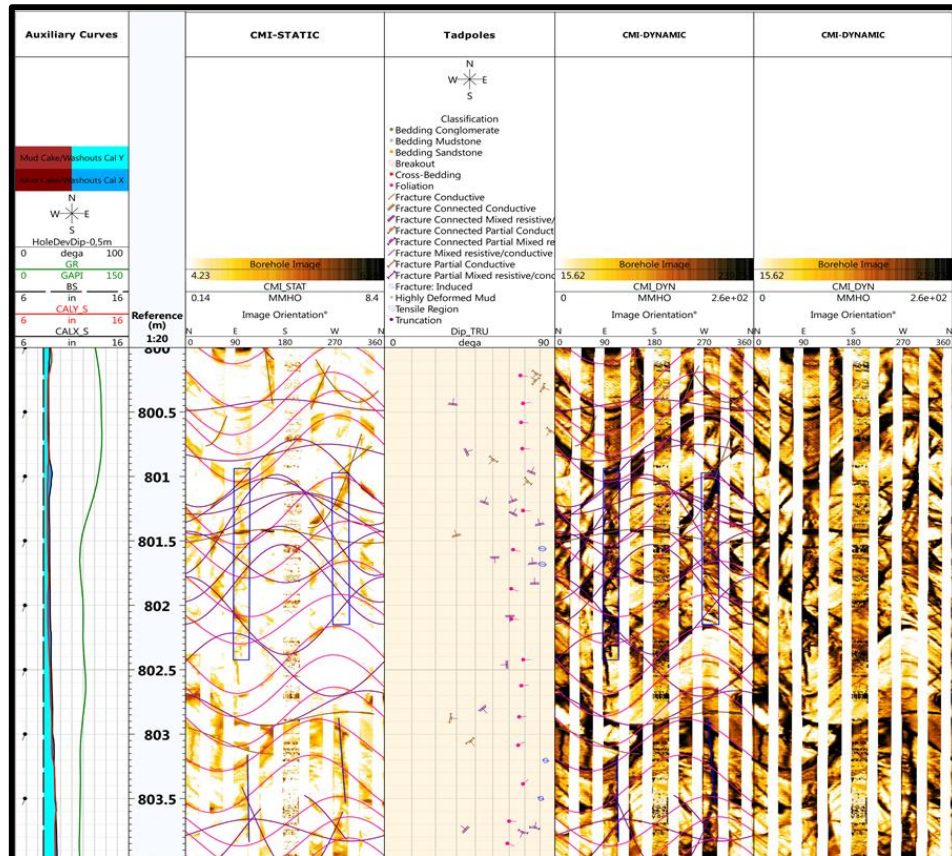


Fig. 8 Identificarea elementelor stratigrafice, structurale și de identificare a direcției stresului tectonic cu ajutorul imaginilor electrice de înaltă rezoluție CMI (Weatherford)

Un tip special de măsurători de imagistică a găurii de sondă este reprezentat de scanarea tomografică cu raze X a carotelor mecanice, imaginile rezultate prezentând cea mai bună rezoluție.

## CAPITOLUL IV

*Determinarea parametrilor petrofizici ai fluidelor și matricei minerale* poate fi făcută prin mai multe metode: analize de laborator pe carotele mecanice extrase, citirea directă de pe diagramele geofizice, folosirea diverselor *crossplot*-uri între diverse diagrame sau a parametrilor care se regăsesc în literatura de specialitate.

*Determinarea volumului de argilă* poate fi făcută prin metode singulare: rezistivitate, PS, radiația gama naturală totală/spectrală sau neutronic, sau prin metode duale.

Dintre metodele duale, cea mai folosită este dată de combinarea datelor carotajelor de densitate și neutronice. Ca și contraindicații ale folosirii acestui procedeu sunt condițiile de sondă dificile sau variațiile importante de litologie în profilul investigat.

În identificarea naturii mineralogice a argilelor pe baza diagramei geofizice se folosesc datele carotajului spectral al radiației gama naturale sau cel de litodensitate (înregistrările factorului fotoelectric  $P_e$ ). În acest scop, se folosesc *crossploturile*  $T_h = f(K)$ ,  $P_e = f(K)$ ,  $P_e = f(T_h/K)$ .

Pentru *determinarea porozității formațiunilor* din datele diagramei geofizice se pot folosi datele carotajelor: de rezistivitate, de densitate, neutronic, acustic sau de rezonanță magnetică nucleară. Determinarea porozității din datele carotajului de rezistivitate este rar recomandată, putând fi aplicată doar în cazul formațiunilor colectoare omogene curate.

Carotajele de densitate și neutronic sunt cele mai folosite pentru determinarea porozității totale a formațiunilor. Folosirea combinată a carotajelor de densitate-neutronic și acustic poate duce la estimarea porozității secundare date de goluri sau fracturi. Se face diferența dintre porozitatea neutronică sau cea estimată din carotajele de densitate și porozitatea acustică, diferența fiind tocmai porozitatea secundară.

Spre deosebire de celelalte carotaje, rezonanța magnetică nucleară identifică porozitatea efectivă a rocilor.

Identificarea litologiei formațiunilor din datele diagramei geofizice, poate fi făcută calitativ sau cantitativ.

Pentru determinarea calitativă a litologiei se folosesc fie carotajele geofizice înregistrate direct: PS și rezistivitate aparentă, microcarotaj și cavernometrie, radiația gama naturală și neutronicul sau gama-gama litologic, fie curbele de carotaj suprapuse în scale compatibile: densitate-neutronic (cele mai folosite).

Identificarea cantitativă se poate face fie prin utilizarea *crossplot-urilor*: dual  $M=f(N)$ , dual de identificare a matricei (MID-PLOT),  $\Delta t_c=f(\Delta t_s)$  sau  $\rho_{m,a}=f(U_{m,a})$ , fie prin folosirea integrată a carotajelor majore de porozitate - neutronic, densitate, acustic.

## CAPITOLUL V

Calitatea găurii de sondă, ca mediu de aplicare și achiziție a datelor majore de investigație geofizică are influență asupra unor carotaje, mai ales asupra celor care au nevoie de un contact bun cu formațiunea.

Principalii factori care pot afecta calitatea găurii de sondă (forma și rugozitatea) sunt: tehnicile de foraj dirijat, operațiunile efectuate în timpul forajului sau parametrii de foraj. De asemenea, și momentul efectuării măsurătorilor geofizice influențează calitatea găurii de sondă.

Rugozitatea/spiralarea găurii de sondă poate fi diminuată prin folosirea sistemelor rotative orientabile (RSS) în locul motoarelor de dirijare.

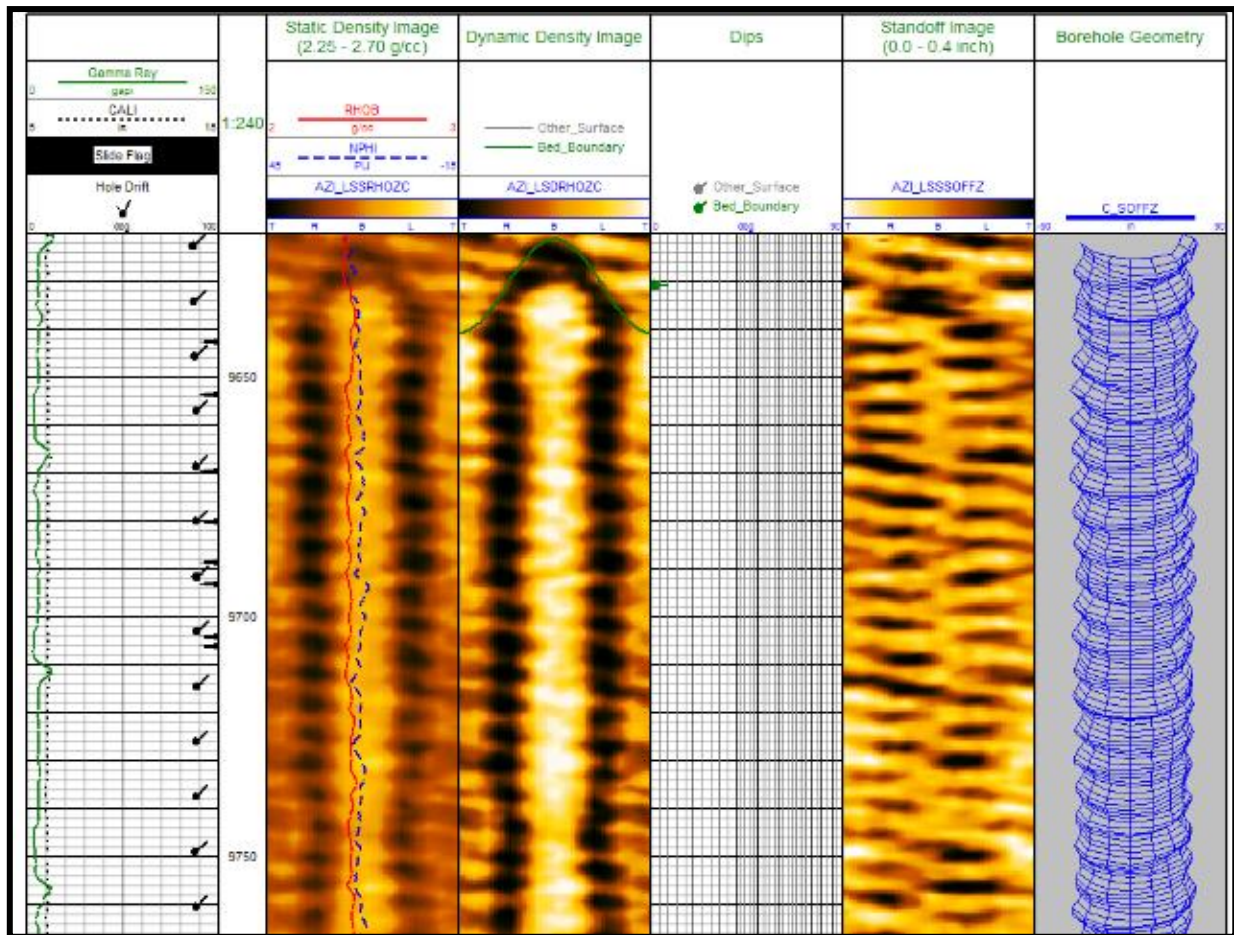


Fig. 9 Rugozitatea găurii de sondă forată cu motorul de dirijare (formă spiralată)

Extragerea carotelor mecanice sau testele de fisurare, operațiuni efectuate în timpul forajului, pot duce la apariția unor fracturi ale peretelui găurii de sondă.

Utilizarea unor parametri de foraj neadecvați, cum ar fi apăsarea excesivă pe sapă și presiunea ridicată a fluidului de foraj, comparativ cu presiunea din pori, poate duce la apariția fracturilor centrale sau petale.

Nefolosirea fluidelor de foraj inhibitive sau a celor pe bază de produse petroliere la traversarea zonelor cu argilele gonflabile montmorillonitice duce la excavarea acestor intervale cu repercusiuni negative asupra măsurătorilor geofizice. Dacă nu este făcută cu fluide de foraj suprasaturate sau pe bază de produse petroliere, forarea intervalelor salifere poate duce la dizolvarea pereților găurii de sondă. De asemenea, și densitatea fluidului de foraj are o importanță deosebită în asigurarea stabilității găurii de sondă, cu repercusiuni directe asupra calității acesteia (*breakout*-uri, fracturi induse de foraj).

Calitatea determinărilor cavernometrice depinde de tipurile de dispozitive folosite, cele cu patine largi nesensibilizând uneori *breakout*-urile fine, incipiente, așa cum o fac cavernometrele cu brațe ascuțite.

Momentul în care se efectuează măsurătorile geofizice este de o importanță majoră asupra calității acestora, rocile din peretele găurii de sondă suferind procese de invazie, gonflare, formarea a turtei de noroi sau ovalizare accentuate (*îmbătrânirea găurii de sondă*). Măsurătorile de tip *LWD*, efectuate în timpul forajului sunt mai puțin afectate decât carotajele geofizice de tip *wireline*.

# CAPITOLUL VI

## Studii de caz

Studiile de caz prezentate se referă atât la rezervoarele fracturate convenționale (carbonatice, detritice și fundamentul fracturat cristalin), cât și la cele neconvenționale (petrol de șist), investigate prin metode geofizice, geologice și geomecanice. Sondele, investigate cu ajutorul carotajelor de tip *wireline* sau *LWD*, au avut un traiect vertical, înclinat sau orizontal, fiind forate cu fluide de foraj mineralizate sau pe baza de produse petroliere.

### 1. Caracterizarea structurală a fundamentului metamorfic aparținând Promontoriului Nord-Dobrogean cu ajutorul carotajelor geofizice

În acest studiu, prin folosirea integrată a carotajelor geofizice de tip *wireline*: radiația gama naturală și spectrală, de rezistivitate, densitate și neutronic, acustic cu dipolii încrucișați și a imagisticii electrice, împreună cu datele de la cabina geologică, s-a realizat caracterizarea structurală a fundamentului, precum și a relației sale cu cuvertura sedimentară acoperitoare.

Din înregistrările de densitate și de timp de parcurs acustic al undelor de compresiune și de forfecare, s-au calculat parametrii elastici ai rocii (modulul lui Young și raportul Poisson), care au fost folosiți în determinarea indicelui de casanță al rocilor.

Imaginea electrică de înaltă rezoluție a găurii de sondă a permis identificarea elementelor stratigrafice, structurale și de orientare a stresului tectonic. Orientarea acestor elemente a fost făcută cu ajutorul diagramelor azimutale (*vector walkout plot*) sau al frecvenței azimuturilor (*Schmidt Plot*).

Intensitatea fracturării s-a calculat ca fiind aria fracturilor raportat la volumul de rocă. Limita dintre fundamentul metamorfic fracturat și rocile sedimentare Pliocene de deasupra este dată de o discordanță unghiulară, așa cum indică raportul dintre orientarea foliației metamorfice ( $60^{\circ}$ - $80^{\circ}$  înclinare/azimut spre E) și a stratelor detritice (înclinare  $< 5^{\circ}$ / azimut S-SSW). Odată cu intrarea în fundament, se observă și o schimbare a valorilor înregistrărilor geofizice (creșteri de densitate și rezistivitate și valori mici de neutronic și timp de parcurs acustic), deasupra acestuia existând, totuși, o zonă de tranziție. Separația curbelor de rezistivitate din fundament indică prezența fracturilor naturale.

Intensitatea fracturării și indicele de casanță al rocilor suferă creșteri majore odată cu intrarea în fundament.

Orto-conglomeratele aflate imediat deasupra fundamentului, identificate în urma analizei texturii imaginii găurii de sondă, sugerează formarea lor în urma proceselor de alterare și dezagregare a rocilor metamorfice. Intensitatea ridicată a fracturării în zona orto-conglomeratelor și a unei zone cu grosimea de aproximativ 10 m deasupra lor, este asociată cu formarea domurilor deasupra reliefului îngropat al fundamentului.

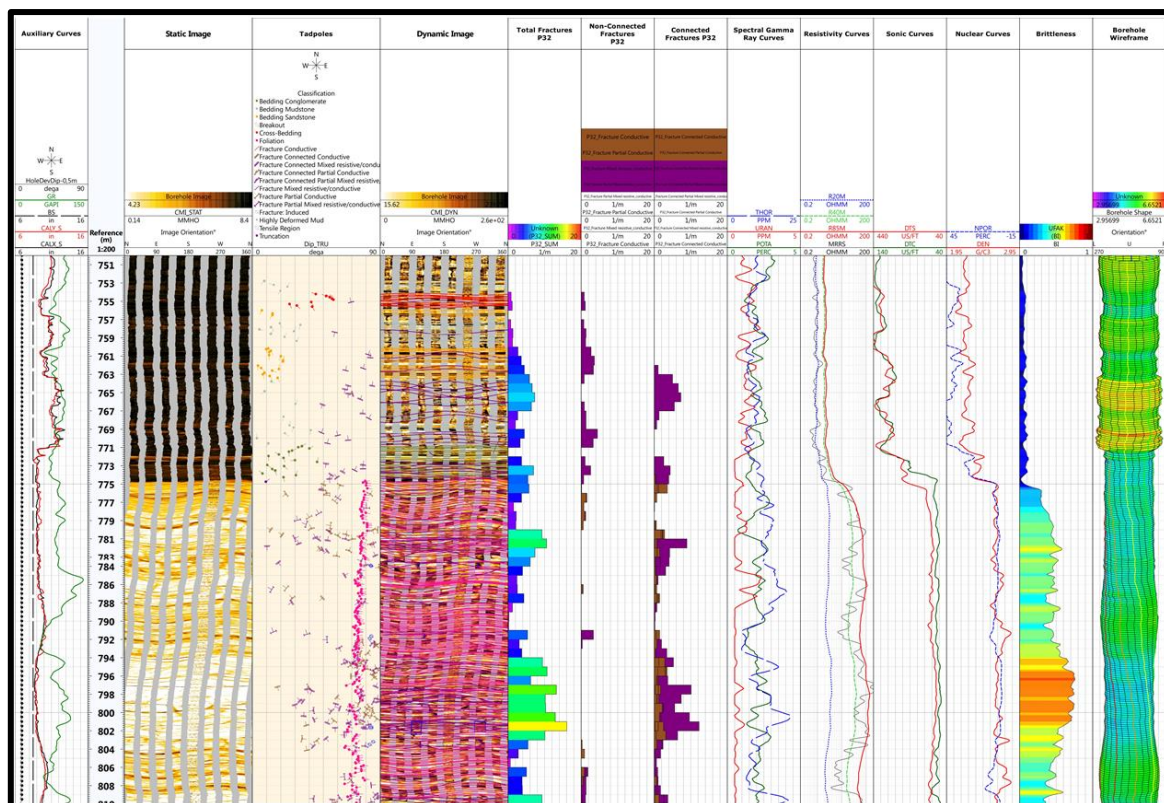


Fig. 10 Diagrama complexă cuprinzând discordanța unghiulară dintre cuvertura sedimentară și fundamentul cristalin

Schimbarea bruscă de azimut a foliației metamorfice, pe un interval de 4 m, este pusă pe seama apariției fenomenului de diferențiere metamorfică sau poate proveni din existența unui alt protolit. Aceasta zonă se mai caracterizează și prin creșterea intensității fracturării și al indicelui de casanță. Fracturile specifice identificate în această zonă particulară, pot fi denumite fracturi de diferențiere metamorfică.

În urma analizei imaginilor găurii de sondă, au fost identificate fracturi induse de foraj și zone de tracțiune (atunci când cedarea la tracțiune apare ca o zonă) ca indicatori ai direcției stresului tectonic maxim și *breakout*-uri, ca elemente de identificare a direcției stresului tectonic minim. Direcția *breakout*-urilor (N-S spre NNE-SSV), perpendiculară pe direcția fracturilor induse de foraj și a zonelor de tracțiune a fost pusă în evidență și în urma analizei cavernogramelor orientate a găurii de sondă. De remarcat este adâncimea mică la care au fost identificate *breakout*-urile (~ 220 m), precum și elongația mare a acestora (pe cavernograma), ceea ce denotă existența unui stres tectonic puternic și activ în zona de studiu.

## 2. Influența regimului stresului tectonic asupra porozității fracturale a rezervoarelor carbonatice cu permeabilitate mică

Acest studiu prezintă analiza unui rezervor carbonatic, aflat într-o zonă puternic tectonizată din Bazinul Potwar din nordul Pakistanului.

Cu ajutorul carotajelor geofizice de tip *wireline* au fost analizate 3 sonde verticale aflate în imediata vecinătate a unei falii inverse majore.

Obiectivul studiului a fost investigarea cauzelor productivității slabe a sondelor, în pofida intensității mari de fracturare datorate proximității unei falii majore.

Interpretarea imaginilor găurii de sondă din cele 3 sonde s-a axat pe identificarea fracturilor naturale și a indicatorilor direcției stresului tectonic actual (*breakout*-uri și fracturi induse de foraj). Fracturile naturale au fost clasificate în conductive, rezistive, discontinue-conductive-rezistive, cataclastice (*chicken wireframe*) și naturale preexistente lărgite de către procesul de foraj (*drilling enhanced*).

Porozitatea neutronică (calibrată în matrice calcar) indică valori foarte mici în calcare (< 2%).

Determinarea aperturii fracturilor naturale a arătat valori mai mici de 0.3 mm, cu toate că intensitatea fracturării este mare în aceste zone.

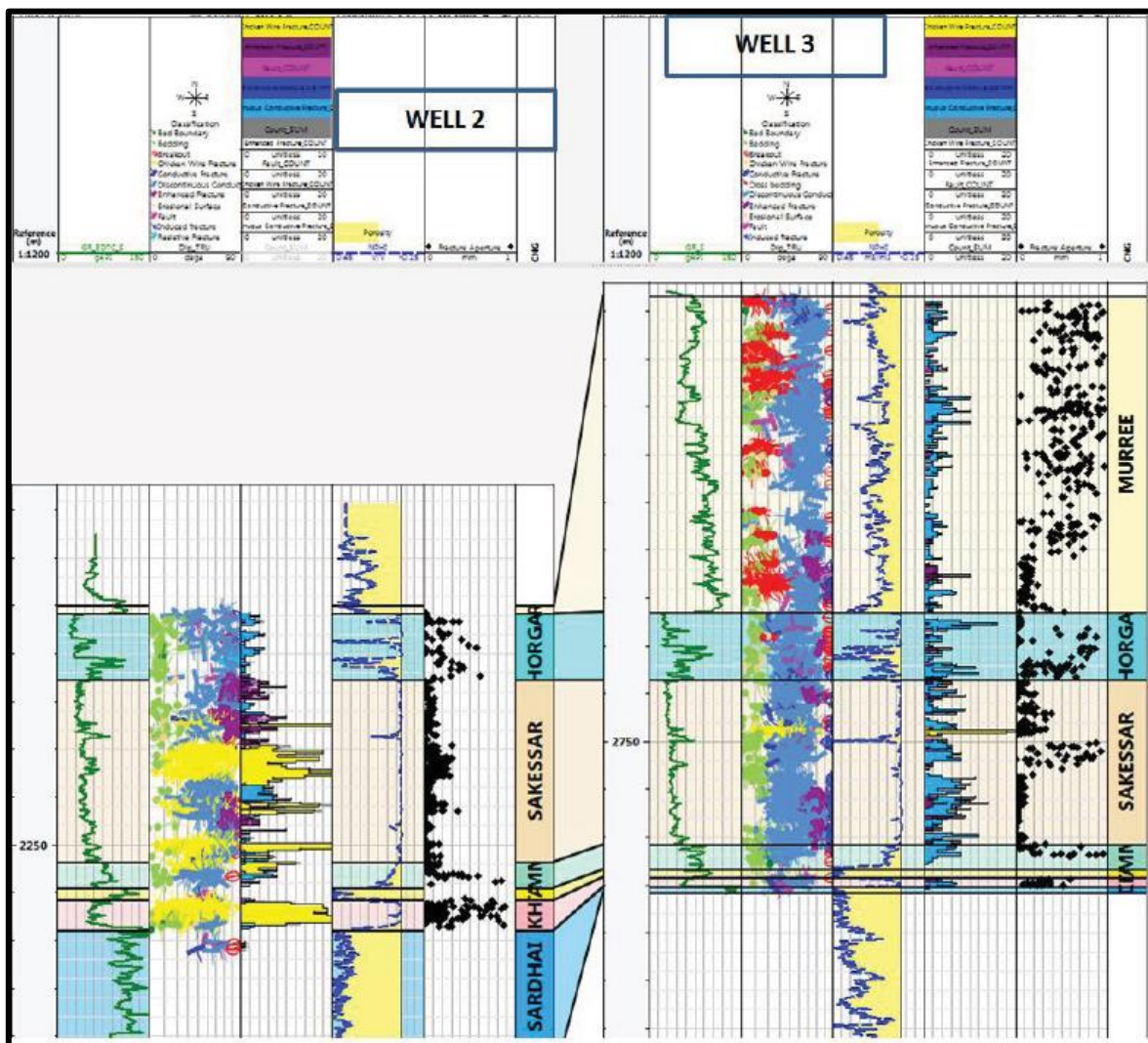


Fig. 11 Diagrama densitate de fracturi – dimensiune apertură fracturi pentru sondele 2 și 3

Fracturile induse de foraj, ca indicatori ai stresului tectonic maxim prezintă o direcție preponderent NNV-SSE, perpendiculară pe direcția *breakout*-urilor: VSV-ENE. Direcția fracturilor naturale preexistente lărgite de foraj este paralelă cu direcția fracturilor induse de foraj și confirmă acuratețea determinării direcției stresului tectonic maxim.

Direcția faliilor majore și a fracturilor naturale este perpendiculară pe direcția stresului tectonic maxim și sugerează existența unui regim tectonic compresional în zona analizată.

Orientarea stresului tectonic maxim, perpendicular pe direcția de propagare a fracturilor a dus la închiderea aperturii acestora. Astfel, se poate explica de ce în zona afectată de cataclază, din cauza apropierii de zona planului de falie, porozitatea este mai mică de 2% și aperturile sunt mai mici de 0.5 mm, deși intensitatea fracturării este mare. Cunoașterea direcției de propagare a fracturilor în raport cu direcția stresului tectonic este extrem de importantă din perspectiva proiectării potențialelor sonde orizontale, ținându-se cont de faptul că productivitatea acestora depinde de apertura fracturilor naturale.

### **3. Determinarea elementelor stratigrafice, structurale și de stabilitate a găurii de sondă folosind dispozitivul *LWD* ultrasonic de înaltă rezoluție**

În acest studiu, dispozitivul *LWD* de imagistică ultrasonică a găurii de sondă folosit într-o structură mixtă cuprinzând rezervoare convenționale și neconvenționale (petrol de șist) din Bazinul Weald, sudul Angliei, a ajutat la identificarea cu acuratețe a elementelor stratigrafice, structurale și de stabilitate a găurii de sondă. Imaginea de amplitudine a permis identificarea stratelor, a fracturilor naturale, a fracturilor induse de foraj și a zonelor de tracțiune, precum și a unei discordanțe paralele. Direcția *breakout*-urilor identificate pe imaginea de amplitudine (NE-SW) este perpendiculară pe direcția fracturilor induse de foraj și a zonelor de tracțiune – (NV-SE). Direcția fracturilor naturale și a fracturilor naturale preexistente, lărgite de către procesul de foraj este, de asemenea, paralelă la direcția stresului tectonic maxim. Harta globală a distribuției stresurilor tectonice (*World Stress Map*) în zona analizată confirmă acuratețea determinării direcției stresului tectonic maxim.

Măsurătorile timpului de parcurs acustic au permis calcularea cavernogramei găurii de sondă. Analiza secțiunilor transversale, efectuate prin cavernograma orientată 3D, a dus la identificarea ovalizării găurii de sondă în direcția stresului tectonic minim, precum și a două zone cu formă de gaură de cheie. Identificarea zonelor cu formă de gaură de cheie reprezintă o informație extrem de utilă pentru specialiștii din foraj, în vederea evitării incidentelor în etapa de tubaj a sondelor.

*Hardground*-ul fosilifer calcaros, identificat cu ajutorul analizei texturii imaginii de amplitudine și a celorlalte înregistrări *LWD* (de rezistivitate, densitate, factor fotoelectric și neutronic), la limita dintre formațiunea argiloasă de vârstă Kimmeridgian și formațiunea de Portland (Tithonic) sugerează prezența unei lacune de sedimentare (*hiatus depositional*). Această observație a dus la concluzia că raporturile dintre cele două formațiuni în zona analizată nu este concordant, așa cum consideră geologii britanici, ci discordant paralel (falsa concordanță). Acest tip de discordanță este greu de determinat, de obicei, fiind necesare determinări paleontologice în stratele adiacente.

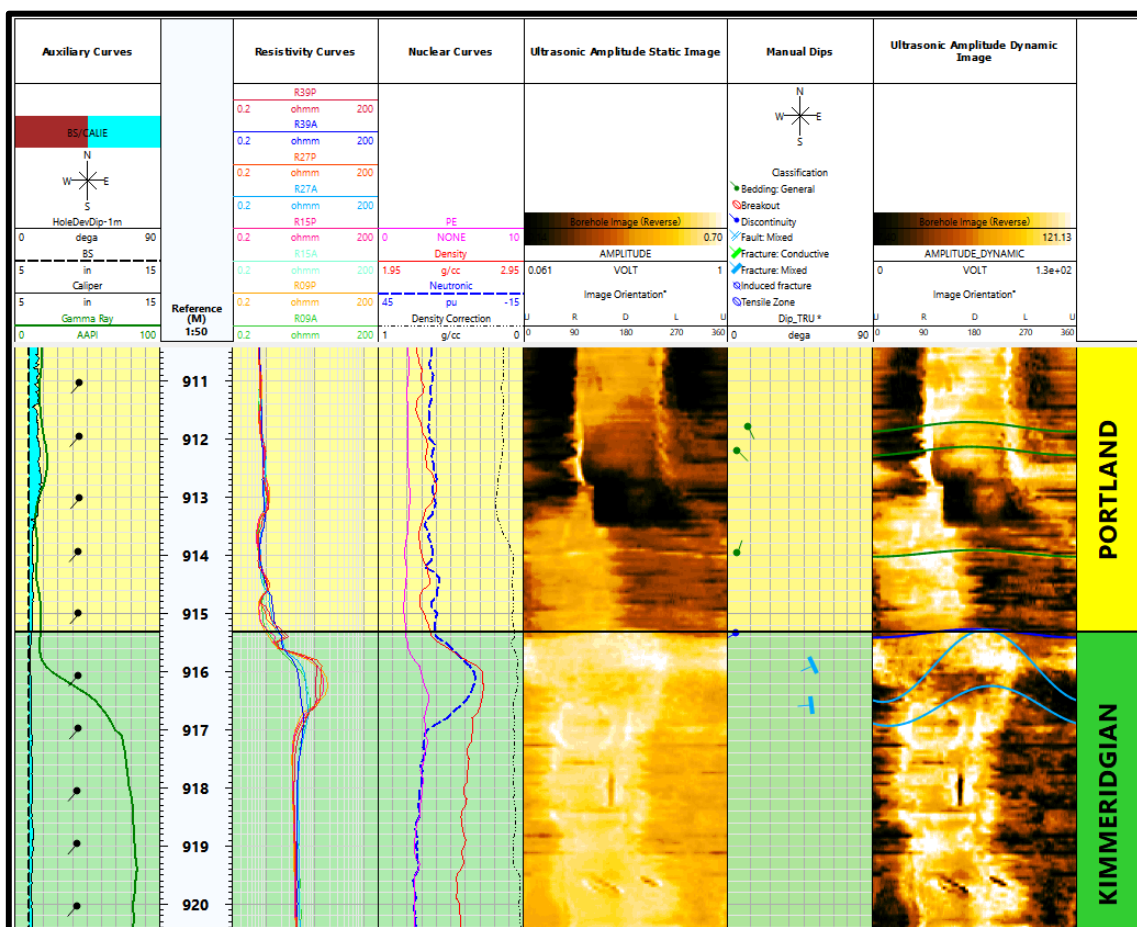


Fig. 12 Discordanța paralelă între formațiunea argiloasă Kimmeridgiana și cea grezoasă de Portland

#### 4. Caracterizarea zonelor suprapresurizate prin folosirea integrată a datelor de foraj, de mudlogging și geofizice de tip LWD și wireline

În acest studiu se prezintă determinarea mecanismului de formarea a unei suprapresiuni geologice prin folosirea integrată a datelor de foraj, de mudlogging și geofizice de tip LWD și wireline.

În timpul forării sondei verticale X, din Depresiunea Getică a avut loc un aflux de  $10\text{m}^3$  de apă sărată, înregistrările de gaze totale crescând de la 0.2 la 5.5%. Măsurătorile geofizice LWD din timpul forajului au fost radiația naturală gama și rezistivitate, iar cele wireline, efectuate 4 zile după terminarea forajului, au constat în neutronic-densitate-Pe, acustic cu dipolii în cruce și cavernograma X-Y.

Intrarea în zona suprapresurizată a fost indicată de variația parametrilor de foraj: creșterea vitezei de avansare cu toate că apăsarea pe sapă a fost redusă, creșterea debitului la intrare și scăderea ușoară a presiunii la încărcător, ceea ce sugerează afluxul de apă sărată din strat. Probele de sită, descrise în urma analizei microscopice efectuate la cabina geologică, indică prezența unui nisip cuarțos foarte fin și foarte bine sortat, pigmentat cu mică.

Trecerea rapidă a curbei gama natural total de la forma de clopot la cea de pâlnie, urmată de o schimbare rapidă a litologiei spre argilele acoperitoare, a generat ansamblul



rezervor-capcană-rocă etanșă. Practic, acest ciclu transgresiune-regresiune a avut loc foarte rapid și s-a terminat cu un nisip foarte fin, sau chiar un silt.

Deoarece rezervorul suprapresurizat a explodat în timpul forajului împreună cu o parte din roca etanșă acoperitoare, doar dispozitivul cu cea mai mare rază de investigare, de rezistivitate *LWD*, a detectat prezența stratului dur, etanș, de rezistivitate mare.

Acest strat dur, de aproximativ 1 m grosime, a mai putut fi detectat și de către măsurătorile de timp de parcurs acustic compresional, înregistrările de densitate și neutronic citind fluidul de foraj.

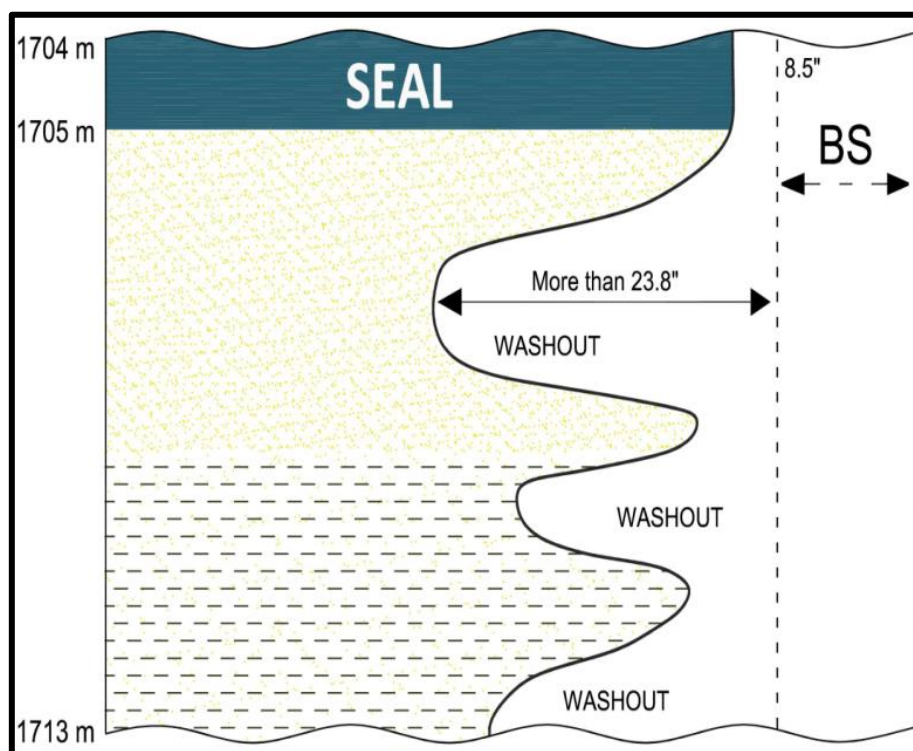


Fig. 13 Schița modelului geologic propus pentru caracterizarea zonei suprapresurate

Deschiderea maximă a brațelor cavernometrului a indicat amploarea cavernării, dimensiunea cavernelor fiind mai mare de 24 inch.

Explicarea formării suprapresiunii din nisipul suprapresurizat localizat la adâncimea de 1704 m în sonda de explorare "X" săpată în Depresiunea Getică a fost posibilă doar prin analiza integrată a datelor de foraj, de *mudlogging* și geofizice de tip *wireline* și *LWD*.

Se poate presupune că stratul etanș constă dintr-un silt dur format printr-un proces diagenetic accelerat care a avut loc după depunerea rapidă a sedimentelor printr-un ciclu transgresiune-regresiune, în ape de adâncime relativ mică.

##### 5. Utilizarea metodelor de imagistică a sondelor în tehnica de investigare *LWD* pentru corelarea sondelor și evaluarea formațiunilor

Sondele analizate aparțin structurii Independența care din punct de vedere geologic face parte din Promontoriul Nord-Dobrogean. Sonda de dezvoltare B a fost prima sondă orizontală săpată în câmpul petrolier X.

În prealabil, la distanțe foarte mici de această sondă, au fost săpate sondele înclinate A și C.

Sondele de corelare adiacente de pe structura geologică au avut același program de investigare *LWD* în timp real: curbele radiației gama naturale totale, de rezistivitate și imaginea radiației gama naturale totale.

Corelarea celor 3 trei sonde de pe structură a avut ca scop atingerea orizontului productiv sub un unghi care să permită menținerea traiectului găurii de sondă într-un plan relativ fix și dirijarea sondei.

Din punct de vedere litologic, orizontul productiv de vârstă Pliocen, constă din nisipuri și gresii slab consolidate, în alternanță cu argile și gresii calcaroase.

Secțiunea orizontală de 6 inch a fost investigată cu dispozitivele *LWD* neutronice și de rezistivitate, precum și cele de imagistică azimutală de densitate și gama naturală.

Datorită faptului că în rezervoarele omogene contrastul de densitate este mai bine depistat decât contrastul de radiație gama naturală, imaginea de densitate a fost aleasă pentru a fi transmisă în timp real.

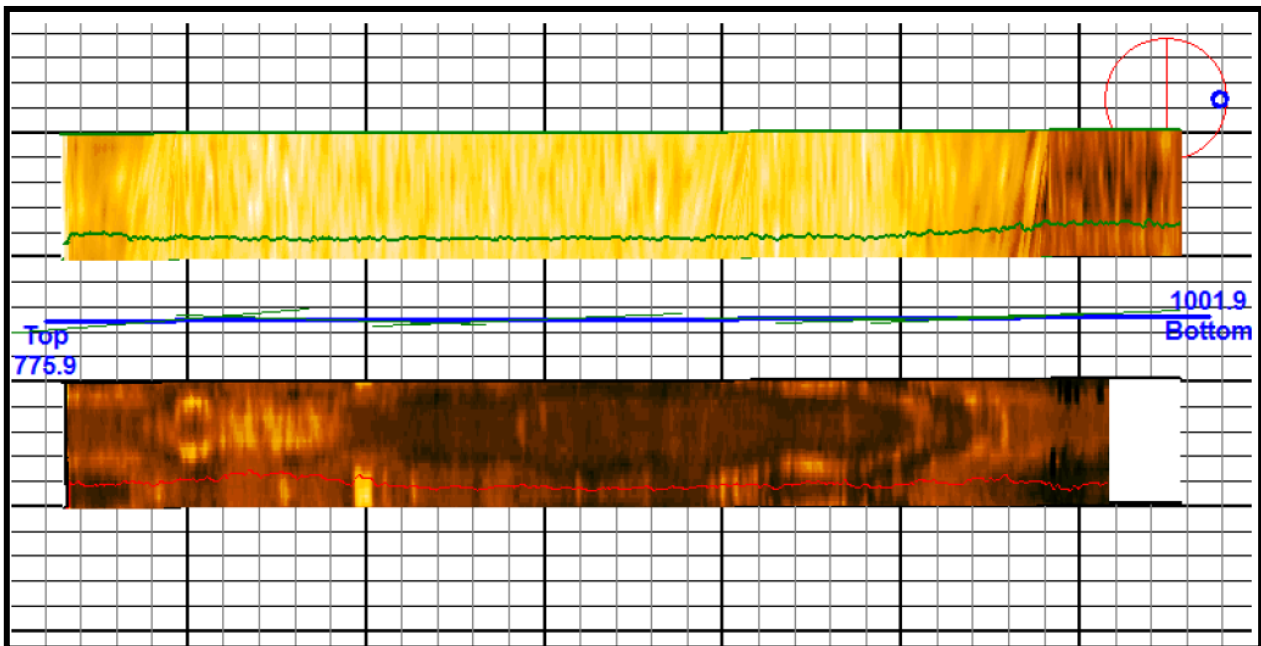


Fig. 14 Diagrama secțiunii găurii de sondă, cuprinzând imaginea radiației gama naturale (sus) și imaginea de densitate (jos). Curbele gama (verde) și de densitate (roșu) sunt reprezentate în scări standard peste imaginile corespunzătoare.

Combinarea sondă orizontală, strate cvasi-orizontale a dus la identificarea doar a câtorva elemente structurale folosite la dirijarea operațiunilor în rezervor.

Cavernograma 3D a găurii de sondă, rezultată din măsurătorile 3D de densitate a fost folosită în stabilirea poziției optime a centrorilor, sonda fiind echipata cu *liner*.

Din analiza studiului de caz prezentat se observă că metoda de imagistică gama naturală totală nu este cea mai potrivită a fi folosită pentru *geosteering* în cazul rezervoarelor omogene (variații ale radiației gama naturale totale în rezervor între 18 și 45 API), neputând detecta schimbările litologice subtile.

## REFERINȚE BIBLIOGRAFICE

- ✓ Aadnoy B.S., Bell J.S. (1998). *Classification of drilling-induced fractures and their relationship to in-situ stress directions*, The Log Analyst 39 (6), 27–42
- ✓ Aadnoy B.S. (1990). *Inversion technique to determine the in-situ stress field from fracturing data*, Journal of Petroleum Science and Engineering 4, 127–141
- ✓ Akbar M. et al. (1995). *Classic Interpretation Problems: Evaluating Carbonates*, Schlumberger Oilfield Review
- ✓ Anastasiu N. (1998). *Sedimentologie și Petrologie Sedimentară – Ediție adăugită*, Editura Universității din București
- ✓ Anastasiu N., Jipa D. (2000). *Texturi și Structuri Sedimentare*, Ediția a 3-a, Editura Universității din București
- ✓ Andrew, I.J. (2014). *The Jurassic shales of the Weald Basin: geology and shale oil and shale gas resource estimation*, British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, London, UK
- ✓ Asquith G., Krygowski D. (2004). *Basic Well Log Analysis (Second Edition)*, AAPG Methods in Exploration Series 16, Tulsa, Oklahoma
- ✓ Babskov A., Mălureanu I. (1995). *Geofizica, Volumul II – Geofizica de sondă*, Editura Imprimex, Ploiești
- ✓ Balintoni I., Balica C. (2016). *Peri-Amazonian provenance of the Euxinic Craton components in Dobrogea and of the North Dobrogean Orogen components (Romania): A detrital zircon study*, Precambrian Research 278, 34–51
- ✓ Bateman M.R. (2012). *Open Hole Log Analysis and Formation Evaluation, Second Edition*, Society of Petroleum Engineers, USA
- ✓ Beca C., Prodan D. (1983). *Geologia Zăcămintelor de Hidrocarburi*, Editura Didactică și Pedagogică, București
- ✓ Bigelow, E.L., (1994). *Chapter 7 - Well logging methods to detect abnormal pressure*, in W.H. Fertl, R.E. Chapman and R.F. Hotz (Eds.), *Studies in Abnormal Pressures*. Developments in Petroleum Science, No. 38, Elsevier Science B.V., 187-235
- ✓ Carozzi, A.V. (1960). *Microscopic Sedimentary Petrography*, Wiley, New York
- ✓ Carpentier B. et al. (1991). *Wireline Logging and Source Rocks – Estimation of Organic Carbon Content by the Carbolog Method*, The Log Analyst, 32,3, May-June, 279-297
- ✓ Chilingarian G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. (1992). *Carbonate reservoir characterization: a geologic – engineering analysis, part I*, Elsevier Science Publishers B.V.
- ✓ Chilingarian G.V., Serebryakov V.A., Robertson Jr. J.O. (2002). *Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures*, Developments in Petroleum Science, No. 50, Elsevier
- ✓ Choquette P.W., Pray L.C. (1970). *Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates*, Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, no. 54
- ✓ Ciupercă C.L. (2014). *Applying Gamma Ray and Azimuthal Density LWD Images in Well-to-Well Correlation and Homogeneous Reservoir Characterization*, DEVEX, Aberdeen, UK, <http://www.devex-conference.org/perch/resources/1610-1635-applying-gamma-ray-azimuthal-density-lwd-images.pdf>
- ✓ Ciupercă C.L. (2015). *Aplicarea imaginilor găurii de sondă în tehnica de investigare LWD pentru corelarea și evaluarea formațiunilor*, Monitorul de Petrol și Gaze, Serie nouă, anul XIV, nr.5 (159), p. 13-17
- ✓ Ciupercă C.L., Jackson G.T., Niculescu B.M., Popina B.M. (2015). *Drilling Technology Influence on Boreholes Quality with Geophysical Measurements Implications*, Balkan Geophysical Society (BGS) 8th Congress, Chania, Grecia, European Association of

Geoscientists & Engineers, Volume: Proceedings (ISBN 978-94-6282-166-8, ISSN 2214-4609), Paper 26810, <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201414195>

✓ Ciupercă C.L., Jackson G., Niculescu B.M., Bhatti A.H. (2017). *Influence on Tectonic Stress Regime on Fracture Porosity of Tight Carbonate Reservoirs*, AAPG 100th Annual Convention and Exhibition "ACE 2017", Houston, Texas, United States, Volume: <http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/html/2017/90291ace/abstracts/2610440.html>

✓ Ciupercă C.L., Niculescu B.M., Popina B.M. (2018). *Structural Characterization of the metamorphic basement from North Dobrogean Promontory (Romania) using geophysical well logging*, 4th International Conference on Applied Geophysics, Cracovia, Polonia, Volume: E3S Web of Conferences (eISSN 2267-1242), Volume 66, Article 01005, <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20186601005>

✓ Ciupercă C.L., Di Tommaso D., Dawber M., Tidswell J. (2019). *Determining Wellbore Stability Parameters Using a New LWD High Resolution Ultrasonic Imaging Tool*, SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition, Haga, Olanda, Society of Petroleum Engineers, <https://doi.org/10.2118/194074-MS>

✓ Clavier C. and Rust D.H. (1976). MID Plot: A New Lithology Technique. *The Log Analyst*, vol. 6 (Nov. - Dec.), 16-24

✓ Crânganu C. (2014). *Gazele de Șist și Fracturarea Hidraulică, între mit și realitate*, Editura Integral, București

✓ Dershowitz W.S., Herda H.H. (1992). *Interpretation of fracture spacing and intensity*. In: J.R. Tillerson and W.R. Wawersik (eds.), *Proceedings of the 33rd U.S. Symposium on Rock Mechanics*, A.A. Balkema, Rotterdam, 757–766

✓ DRESSER ATLAS (1979). *Log Interpretation Charts*, Doc

✓ EIA, 2010. *Schematic geology of natural gas resources*, disponibil la [http://www.eia.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/special/ngresources/ngresources.html](http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/special/ngresources/ngresources.html). Accesat la 17 Iunie, 2020.

✓ Farooqui M.Y., et al. (2009). *Evaluating volcanic reservoirs*, *Oilfield Review* 21.1, 36-47

✓ Folk, R.L. (1959). *Practical petrographic classification of limestones*. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 43(1), 1-38

✓ Folk, R.L. (1962). *Spectral subdivision of limestone types*. In W.E. Ham (Editor), *Classification of Carbonate Rocks*. Am. Assoc. Petrol. Geologists, Mem. I, 62-85

✓ Gavăt I., Cornea I., Gheorghe A., Gaspar R., Tomescu L. (1967). *La structure du soubassement moesien entre le Danube et les rivières du Ialomița, Buzău et Siret*, *Revue Roumaine de Géologie, Géophysique et Géographie, Serie Géophysique* 11, 1, 23–32

✓ Grasu C. (1997). *Geologie Structurală*, Editura Tehnică, București

✓ Gray D., Anderson P., Logel J., Delbecq F., Schmidt D., Schmid R. (2012). *Estimation of stress and geomechanical properties using 3D seismic data*, *First Break* 30, 3, 59–68

✓ Guerendel P. (1990). *Ultrasonic modeling: Application to deep-water multiples imaging*, Master of Science, Massachusetts Institute of Technology

✓ Harville, D.W., Hawkins, M.F. (1969). *Rock compressibility and failure as reservoir mechanism in geopressed gas reservoirs*, *J. Pet. Technol.*, 21, 1528-1530

✓ Hazra B. et al. (2019). *Evaluation of Shale Source Rocks and Reservoirs*, Switzerland, Springer

✓ Heidbach, O., Rajabi M., Reiter K., Ziegler M. (2016). *World Stress Map 2016*, GFZ Data Services

✓ Hippolyte J.-C. (2002). *Geodynamics of Dobrogea (Romania): new constraints on the evolution of the Tornquist–Teisseyre Line, the Black Sea and the Carpathians*, *Tectonophysics* 357, 33–53

✓ Hounsfield G.N. (1972). *A method of an apparatus for examination of body by radiation such as X- or gamma radiation*, British Patent No.1.283.915, London

- ✓ Krammer A., Menger S., Chabermard T., Fuchs K. (1994). *Borehole Televiewer Data Analysis from the New Hebrides Island Arc: The State of Stress at Holes 829A and 831B*, Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results, Vol. 134
- ✓ Lee C.-C., Lee C.-H., Yeh H.-F., Lin H.-I. (2010). *Modelling spatial fracture intensity as a control on flow in fractured rock*, Environmental Earth Sciences 63 (6), 1199–1211
- ✓ Lucia, F.J. (2007). *Carbonate Reservoir Characterization – An Integrated Approach*, Second Edition, Springer
- ✓ Luthi S.M., Souhaite P. (1990). *Fracture apertures from electrical borehole scans*, Geophysics 55: 821-833
- ✓ Macovei, N. (1993). *Fluide de foraj și cimenturi de sondă*, Editura Universității din Ploiești
- ✓ Mastacan Gh., Mastacan I. (1976). *Mineralogie, Vol. II*, Editura Tehnică, București
- ✓ Mauldon M., Dershowitz W.S. (2000). *A Multi-Dimensional System of Fracture Abundance Measures*, Geological Society of America Annual Meeting, Reno, Nevada
- ✓ Mc Carthy et al. (2011). *Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation*, Oilfield Review 23.2
- ✓ Mees F., Swennen R., Van Geet R., Jacobs M.&P. (2003). *Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences*, Geological Society, London, Special Publications, 8-14
- ✓ Miller M. and Shanley K. (2010). *Petrophysics in tight gas reservoirs-Key challenges remain*, The Leading Edge, Volume 29, Issue 12, 1464-1469
- ✓ Millot G. (1970). *Geology of Clays: Weathering, Sedimentology, Geochemistry*, Springer Verlag Wien GMBH
- ✓ Minescu F. (2004). *Fizica zăcămintelor de hidrocarburi II*, Editura Universității din Ploiești, Ploiești
- ✓ Mirăuță O. (1966). *Contributions to the knowledge of the Paleozoic Formations from the southern part of the Măcin Mountains (in Romanian)*. Studii și Cercetări de Geologie, Geografie și Geofizică, Seria Geol. 11 (2), 497–512
- ✓ Mirăuță O., Mirăuță E. (1962). *The Paleozoic from the southern part of the Măcin Mountains (Cerna-Hamcearca region) (in Romanian)*. Dări de Seamă ale Ședințelor Comitetului Geologic (1958–1959), XLVI, 129–142
- ✓ Moghal A.M., M.I. Saqi, A. Hameed, N.M. Bugti (2007). *Subsurface Geometry of Potwar Sub-Basin in Relation to Structuration and Entrapment*, Pakistan Journal of Hydrocarbon Research, Vol.17, p. 61-72.
- ✓ Morys M., Shemali R., Goodman G., Smollinger G., Schaecher B., Maki V. (2010). *Field Testing of an Advanced LWD Imager for Oil-Based Mud Applications*, SPWLA 51st Annual Logging Symposium, June 19-23.
- ✓ Niculescu B.M., Andrei G. (2016). *Îndrumar Pentru Lucrări Practice De Geofizică De Sondă*, Editura Universității din București
- ✓ Patrușiu D., Mirăuță E., Mureșan M., Iordan M. (1973). *Stratigraphic and structural synthesis of North Dobrogea. I. Paleozoic formations (in Romanian)*, Unpublished report, Archives of the Geological Institute of Romania, Bucharest
- ✓ Pickett, G.R. (1963). *Acoustic character logs and their applications in formation evaluation*, J. Can. Petr. Tech. 15, p. 659 - 667
- ✓ Plumb R.A., Hickman S.H. (1985). *Stress-induced borehole elongation: A comparison between the Four-Arm Dipmeter and the Borehole Televiewer in the Auburn Geothermal Well*, Journal of Geophysical Research 90 (B7), 5513–5521
- ✓ Pöppelreiter M., García-Carballido C., Kraajveld M. (2010). *Dipmeter and Borehole Image Log Technology*, AAPG Memoir 92, Tulsa, Oklahoma
- ✓ Raiga-Clemenceau J., Martin J.P., Nicoletis S. (1988). *The Concept of Acoustic Formation Factor for More Accurate Porosity Determination from Sonic Transit Time Data*, The Log Analyst (Jan. - Feb.), 54-59

- ✓ Raymer L.L., Hunt E.R., Gardner J.S. (1980). *An Improved Sonic Transit Time to Porosity Transform*, SPWLA 21-st Annual Logging Symposium Transactions, Paper, 1-12.
- ✓ Rezaee R. (2015). *Fundamentals of Gas Shale Reservoirs*, New Jersey, John Eiley&Sons, Inc.
- ✓ Rickman R., Mullen M.J., Petre J.E., Grieser W.V., Kundert D. (2008). *A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, paper SPE-115258-MS, 840–850
- ✓ Rider M. (1998). *The Geological Interpretation of Well Logs, Second Edition*, Rider-French Consulting Ltd., Sutherland, Scotland
- ✓ Rogers R. et al. (2007). *Coal bed methane; Principles and Practices, Second Edition*, Starkville: Oktibbeha Publishing
- ✓ Săndulescu M. (1984). *Geotectonics of Romania (in Romanian)*, Technical Publishing House, Bucharest
- ✓ SCHLUMBERGER (1990). *Log Interpretation Charts*
- ✓ SCHLUMBERGER (1993). *Tuffline, Torque-balanced composite wireline cable*, brochure
- ✓ Schmoker J.W. (1981). *Determination of Organic Matter Content of Appalachian Devonian Shales from Gamma Ray Logs*, AAPG Bulletin, 65, 7, July, 1285-1298
- ✓ Schutter S.R. (2003). *Occurrences of Hydrocarbons in and Around Igneous Rocks. Hydrocarbons in Crystalline Rocks*, Petford N and Mc Caffrey KJW, London, Geological Society, 9, 35-68
- ✓ Shahri P.M. et al. (2016). *Stress Inversion via Borehole Image Log and Fracturing Data: Integrated Approach*, San Antonio, Unconventional Resources Technology Conference, DOI 10.15530-urtec-2016-2461241
- ✓ Talebi H. et al. (2018). *In situ stress regime in the Asmari reservoir of the Zeloï and Lali oil fields, northwest of the Dezful embayment in Zagros fold-thrust belt*, Iran, Geosciences 106, 53-68
- ✓ Tărăpoancă M. (2004). *Architecture, 3D geometry and tectonic evolution of the Carpathians foreland basin*, Ph.D. Thesis, Vrije Universiteit, Amsterdam, ISBN 90-9017847-3
- ✓ Thakur PC. et al. (2014). *Coal-bed methane: From prospect to pipeline*, Amsterdam, Elsevier
- ✓ Tissot B.P., Welte D.H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*, Second Revised and Enlarged Edition, Verlag Berlin Heidelberg GmbH, Springer
- ✓ Tonner D. et al. (2012). *Focusing Stimulation Efforts on Sweet Spots in Shale Reservoirs for Enhanced Productivity*, AAPG Search and Discovery, #41110
- ✓ Wandrey C.J., Law B.E., and Shah H.A. (2004). *Patala-Nammal Composite Total Petroleum System*, Kohat-Potwar Geologic Province, Pakistan: U.S. Geological Survey Bulletin 2208-B.
- ✓ Wardlaw N.C. (1974). *Water above the transition zone in carbonate oil reservoirs*, Bull. Can. Petrol. Geology, 22, 305-325
- ✓ Warot G., Wallace S., Mostafa H., Elasby E., Tomasso D. Di, Abdelkarim A., Ciupercă C.L. (2018). *Development and Testing of an LWD Ultrasonic Microimaging Tool: Field Test Results from the Middle East and Europe*, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Emiratele Arabe Unite, Society of Petroleum Engineers, <https://doi.org/10.2118/193055-MS>
- ✓ Weyl, P.K. (1960). *Porosity through dolomitization: conservation of mass requirements*, J. Sedim. Petrol., 30: 85-90
- ✓ Zemanek J. (1970). *Beam Behavior within the Near-field of a Vibrating Piston*, The Journal of Acoustical Society of America, 191

- ✓ Zemanek V., Caldwell R.L., Glenn Jr. E.E., Holcomb S.V., Norton L.J., Straus A.J.D., (1969). *The Borehole Televiewer-A New logging concept for fracture location and other types of Borehole Inspection*, SPE-2402-PA.
- ✓ Zoback M.D., Moos D., Mastin L.G., Anderson R.N. (1985). *Well bore breakouts and in situ stress*, Journal of Geophysical Research 90 (B7), 5523–5530
- ✓ Zoback, M.D. (2007). *Reservoir Geomechanics*, Cambridge, Cambridge University Press