

468415  
**CONSTANTIN PENE**

# **EXPLORAREA ZĂCĂMINTELOR DE HIDROCARBURI**

**EDITURA UNIVERSITĂȚII DIN BUCUREȘTI**  
**- 1997 -**



BIBLIOTECA CENTRALĂ  
UNIVERSITARĂ  
București

Cota III 468415

Inventar C0617307

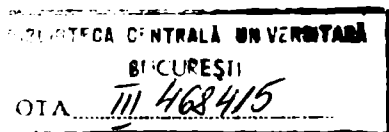


<b>DE HIDROCARBURI</b>	
2.3 Etapele de prospecțiune	33
2.3.1 Prospecțiunea preliminară	34
2.3.2 Prospecțiunea de detaliu	37
2.4 Metodele de prospecțiune petroliere	39
2.4.1 Prospecțiunea geologică	39
2.4.1.1 Prospecțiune	39
2.4.1.2 Prospecțiune	42
2.4.2 Prospecțiunea fizică	43
2.4.2.1 Prospecțiune	43
2.4.2.2 Prospecțiune	53
2.4.2.3 Prospecțiune aeriană	56
2.4.2.4 Prospecțiunea electromagnetă	57
2.4.3 Prospecțiunea geochimică	58
2.4.4 Prospecțiunea hidrogeologică	60
2.4.5 Prospecțiunea biologică	61
2.5 Evaluarea informațiilor obținute	67
2.5.1 Evaluarea informațiilor geologice	67
2.5.2 Evaluarea informațiilor fizice	68
2.5.3 Evaluarea informațiilor geochimice	69
2.5.4 Evaluarea informațiilor hidrogeologice	70
2.5.5 Evaluarea informațiilor biologice	71

EDITURA UNIVERSITĂȚII DIN BUCUREȘTI

1997

Referenți științifici: **Prof. dr. geolog V. STĂNESCU**  
**Prof. dr. S. PAULIUC**



**B.C.U. București**



C 06173 97

© Editura Universității din București  
Șos. Panduri, 90-92, București - 76235; 410.23.84

ISBN 973 – 575 – 148 – 8



# CUPRINS

Introducere . . . . .	3
1. Cercetarea geologică pentru descoperirea zăcămintelor de petrol și gaze . . . . .	5
1.1. Aspecte privind evoluția descoperirilor de petrol și gaze . . . . .	5
1.2. Evoluția conceptelor și a tehnicilor de cercetare geologică pentru descoperirea acumulărilor de petrol și gaze. . . . .	13
1.3. Rolul cercetării geologice în prospecțiunea, explorarea și exploatarea zăcămintelor de hidrocarburi. . . . .	25
2. Prospecțiunea petrolieră. . . . .	31
2.1. Noțiunea de prospecțiune petrolieră. . . . .	31
2.2. Obiectivele prospecțiunii petroliere. . . . .	33
2.3. Etapele de prospecțiune. . . . .	33
2.3.1. Prospecțiunea preliminară. . . . .	35
2.3.2. Prospecțiunea de detaliu. . . . .	37
2.4. Metodele de prospecțiune petrolieră. . . . .	39
2.4.1. Prospecțiunea geologică. . . . .	39
2.4.1.1. Prospecțiunea aerofotogeologică (teledetecția) . . . . .	39
2.4.1.2. Prospecțiunea geologică propriu-zisă. . . . .	42
2.4.2. Prospecțiunea geofizică. . . . .	43
2.4.2.1. Prospecțiunea seismică . . . . .	45
2.4.2.2. Prospecțiunea gravimetrică. . . . .	53
2.4.2.3. Prospecțiunea magnetometrică. . . . .	56
2.4.2.4. Prospecțiunea electrometrică. . . . .	57
2.4.3. Prospecțiunea geochimică. . . . .	58
2.4.4. Prospecțiunea hidrogeologică. . . . .	65
2.4.5. Prospecțiunea cu foraje. . . . .	67
2.4.5.1. Forajul structural. . . . .	67
2.4.5.2. Forajul de referință. . . . .	68
2.5. Activitatea geologică în etapa de prospecțiune. . . . .	69
3. Explorarea zăcămintelor de petrol și gaze. . . . .	72
3.1. Noțiunea de explorare petrolieră. . . . .	72
3.2. Obiectivele explorării petroliere. . . . .	73
3.3. Etapele de explorare petrolieră. . . . .	75

3.3.1. Explorarea preliminară. ....	75
3.3.2. Explorarea de detaliu. ....	78
3.4. Principiile generale de amplasare a sondelor de explorare. ....	80
3.5. Activitatea geologică în etapa de explorare. ....	103
3.6. Criteriile pentru stabilirea ordinii de explorare a structurilor geologice. ....	108
3.7. Rata de succes și factorul de risc în explorarea petrolieră. ....	110
4. Metodologia de explorare petrolieră a zăcămintelor de hidrocarburi. ....	112
4.1. Explorarea zăcămintelor stratiforme. ....	113
4.1.1. Structuri cu zăcămintे stratiforme ecranate tectonic. ....	113
4.1.2. Structuri monoclinale cu zăcămintе stratiforme ecranate stratigrafic. ....	140
4.1.3. Structuri monoclinale cu zăcămintе stratiforme ecranate litologic. ....	144
4.2. Explorarea zăcămintelor masive. ....	150
4.2.1. Structuri cu zăcămintе masive ecranate tectonic. ....	151
4.2.2. Structuri cu zăcămintе masive ecranate stratigrafic. ....	160
4.3. Explorarea zăcămintelor delimitate litologic. ....	162
5. Evaluarea petroliferă - gazeiferă a bazinelor de sedimentare. ....	172
5.1. Conceptul de bazin sedimentar și de bazin petrolifer-gazeifer. ....	169
5.2. Conceptul de sistem petrolier și de modul de explorare. ....	175
5.3. Noțiunea de habitat și de bogăție a hidrocarburilor. ....	186
5.4. Metode de evaluare petroliferă-gazeiferă a bazinelor de sedimentare. ....	191
5.4.1. Metoda rezervei medii pe structură. ....	191
5.4.2. Metoda analizei geologice-comparative. ....	194
5.4.3. Metoda genetică-comparativă. ....	194
5.4.4. Metoda fractalului parabolic. ....	196
5.4.5. Metoda rației de transformare a kerogenului. ....	201
5.4.6. Metoda potențialului cumulativ de petrol. ....	205
5.4.7. Metoda indicelui de generare a petrolului. ....	210
Bibliografie	213

## INTRODUCERE

Explorarea zăcămintelor de hidrocarburi reprezintă una din ramurile principale ale unui vast domeniu al științelor geologice, cunoscut sub denumirea de "Geologia petrolului" (*Petroleum Geology*) sau cum este denumită cel mai bine "Geologia zăcămintelor de petrol și gaze". Pe baza cunoașterii condițiilor de geneză și de acumulare a petrolului și a gazelor naturale și a factorilor geologici, fizici, chimici, biologici, ș.a. care au determinat legitățile de răspândire a acumulărilor petrolifere-gazeifere în scoarța terestră, "Explorarea zăcămintelor de hidrocarburi" stabilește modalitățile de descoperire, cercetare și de conturare a lor.

La începutul erei "aurului negru" - cu peste 150 de ani în urmă - sondele erau săpate în zonele unde existau izvoare de petrol, emanații de gaze naturale hidrocarburice sau "focuri vii" ș.a., care arătau prezența în adâncime a acumulărilor petrolifere-gazeifere. Pe măsură ce a crescut cunoașterea proceselor specifice de geneză și acumulare a hidrocarburilor și a factorilor care le-au controlat s-a constatat că activitatea de cercetare pentru descoperirea acumulărilor petrolifere-gazeifere nu putea fi efectuată de oricine, ci de specialiștii în studiul rocilor care constituie scoarța terestră și anume geologii. Prin implicarea științelor geologice și geofizice, activitatea de cercetare pentru descoperirea zăcămintelor de hidrocarburi a primit un puternic suport științific, care a creat instrumentele și metodele teoretice și practice pentru prospecțiunea și explorarea acumulărilor petrolifere - gazeifere, constituind astfel baza pentru exploatarea lor.

Prezentul curs de "*Explorarea zăcămintelor de hidrocarburi*" se adresează tinerilor studenți ai Facultății de Geologie și Geofizică din



Universitatea București, cu scopul de a le facilita accesul la un domeniu cu profunde implicații teoretice și practice în viitoarea lor carieră.

Acest curs este structurat pe cinci capitole care se referă la: evoluția conceptelor și a tehnicilor de cercetare geologică pentru petrol și gaze, rolul activității geologice în prospecțiunea și explorarea petrolieră, noțiunea de prospecțiune petrolieră, obiectivele, etapele și metodele aplicate în cadrul acesteia, noțiunea, obiectivele și etapele de explorare petrolieră, principiile de amplasare a sondelor de explorare petrolieră, rația de succes și factorul de risc al explorării, metodologia de explorare a diferitelor tipuri de zăcămintele de petrol și gaze.

Cursul se încheie cu capitolul privind evaluarea petroliferă - gazeiferă a bazinelor de sedimentare unde sunt prezentate pentru prima dată în România noțiunile de sistem petrolier și modul de explorare precum și unele metode de estimare a rezervelor de petrol și gaze în legătură cu condițiile geologice de geneză, expulzare, migrație și acumulare a hidrocarburilor, specifice pentru fiecare bazin petrolifer - gazeifer.

Ținând seama că este pentru prima dată când se tipărește un asemenea curs în România autorul așteaptă sugestii din partea cititorilor pentru îmbunătățirea cursului.

Țin să mulțumesc doamnelor Florance Botea, Jana Dan pentru desenarea numeroaselor schițe care completează lucrarea; totodată mulțumesc doamnei Marga Niculescu pentru tehnoredactarea textului.

În mod deosebit mulțumesc familiei și în special soției mele pentru înțelegerea și sprijinul oferit în elaborarea acestei cărți și nu numai a acesteia.

Autorul

## **1. CERCETAREA GEOLOGICĂ PENTRU DESCOPERIREA ZĂCĂMINTELOR DE PETROL ȘI GAZE**

În activitatea de explorare a acumulărilor petrolifere - gazeifere, cercetarea geologică - însoțită și de celelalte metode de cercetare (geofizice, geochimice, hidrogeologice și cu foraje) - este decisivă în descoperirea zăcămintelor de petrol și gaze precum și în trecerea lor în exploatare. Prin studiul datelor litostratigrafice, tectonice, paleontologice, geotermice, geofizice, geochimice, hidrogeologice obținute din aflorimente, foraje sau prin metode geofizice, geologii participă în mod direct și decisiv la descoperirea acumulărilor de hidrocarburi; de asemenea ei participă la cercetarea cu foraje a bazinelor de sedimentare și - în egală măsură cu alți specialiști negeologi - la proiectarea exploatării și exploatarea zăcămintelor de petrol și gaze. În cadrul activității de cercetare geologică pentru descoperirea zăcămintelor de petrol și gaze, geologii determină deschiderea finanțării lucrărilor și mărimea investițiilor financiare și apoi continuarea sau stoparea lor.

### **1.1. ASPECTE PRIVIND EVOLUȚIA DESCOPERIRILOR DE PETROL ȘI GAZE**

Petrolul - această substanță vâscoasă, unsuroasă, de obicei de culoare întunecată dar uneori și cu nuanțe mai deschise, cu miros greu și neplăcut - de peste un secol și jumătate a schimbat în mod treptat înfățișarea omenirii. Istoricii îl denumesc "aurul negru" evocându-i printr-o metaforă bogăția și culoarea și îi dramatizează totodată soarta, asezându-l pe aceeași treaptă cu metalul rege. Alături de alte substanțe naturale, petrolul și gazele naturale de hidrocarburi se situează pe un loc

de frunte în economia modernă datorită următoarelor proprietăți specifice:

- eliberează prin ardere o mare cantitate de energie;
- ocupă un volum de stocare relativ redus, cantitatea de energie termică a unității de volum fiind mult mai mare în comparație cu ceilalți combustibili naturali;
- datorită stării fizice fluide sunt ușor de transportat prin conducte, la distanțe mari;
- se pot descompune și recompune într-o mare diversitate de produse chimice finite sau de alt tip care sunt apoi folosite ca materii prime și anume: combustibili lichizi și gazoși, mase plastice, îngrășăminte chimice, vopsele, explozivi, unele medicamente și multe altele.

Denumirea de "petrol" apare pentru prima dată în scrierile lui Agricola (sec. XVI), înțelegând prin acest termen "uleiul de piatră", adică uleiul extras din roci, deoarece în limba latină "petra" înseamnă piatră sau rocă iar "oleum" = ulei, deci "petrol" sau "petroleum" = ulei de piatră. În limba română mai este folosit și termenul de "țiței", denumire derivată din latinescul "titia" care înseamnă "zer de lapte". Această denumire probabil că provine de la faptul că uneori petrolul împreună cu apa, care sunt substanțe nemiscibile dar în condiții de agitație puternică formează o emulsie ușor spumoasă, asemănătoare cu zerul. În industria românească de petrol, specialiștii acordă semnificații diferite celor două denumiri astfel că, termenul de "țiței" este folosit pentru substanța lichidă așa cum se prezintă ea în zăcământ conținând gaze (hidrocarburice și nehidrocarburice) și parafină naturală dizolvată, iar cel de "petrol" se referă doar la substanța lichidă în condiții de suprafață; petrolul, după ce a fost extras din zăcământ este supus operațiilor de degazeificare, deparafinare și dezbenzinare și deci este lipsit de gazele care au fost eliberate din soluție și de asemenea nu mai conține parafină fosilă, care se depune sub formă solidă în condițiile de presiune și temperatură de la



suprafața Pământului. Deci denumirea de "petrol" se referă la substanța hidrocarburică lichidă, degazeificată și deparafinată, care este trimisă rafinăriilor pentru prelucrare.

Descoperirea a numeroase atestări istorice, scrise și nescrise în numeroase situri arheologice ale lumii arată că extracția și utilizarea petrolului are o istorie milenară. Biblia conține multe referiri la utilizarea bitumenelor solide (smoală sau asfalt) colectate din izvoare naturale de la suprafața Pământului, care sunt abundente în Orientul Mijlociu.

Unele popoare antice care trăiau în spațiul dintre Marea Caspică, Caucaz, Eufrat, Golful Persic și Podișul Iranian încă din epoca fierului - care aici începe în secolul al XIII-lea î.Ch. - adorau "focul veșnic" considerat de ei ca "foc sacru". De fapt aceste focuri s-au aprins în zonele în care gazele naturale de hidrocarburi au migrat din acumulările petrolifere - gazeifere la suprafața scoarței terestre din această regiune. Asemenea "focuri sacre" sunt menționate încă din antichitate lângă Baku (peninsula Așperon din Marea Caspică) și ele stau la baza religiei mazdeie întemeiată de Zoroastru. În acest sens este interesantă istoria descoperirii unuia din zăcămintele gigantice ale lumii. Astfel, la 15 octombrie 1927, când a fost descoperită acumularea petroliferă - gazeiferă de la Kirkuk (Irak) - una din cele mai mari din lume - au fost stinse "focurile eterne" care puneau în pericol sondele aflate în erupție naturală, săpate în apropierea lor. Aceste focuri erau considerate încă "sacre" de către populația locală, astfel că stingerea lor a fost considerată ca un adevărat sacrilegiu și prin urmare, compania petrolieră occidentală care tocmai descoperise zăcămintul de la Kirkuk a trebuit să plătească mari despăgubiri pentru înlăturarea ostilității populației locale din regiunea cercetată.

În antichitate, unele popoare cum sunt chinezii, evreii, babilonienii, asirienii, japonezii ș.a. foloseau petrolul în lămpi primitive pentru iluminat.

Herodot (cca. 450 î.Ch.) descrie izvoarele de petrol din Cartagina (Tunisia) și din insula grecească Zachyntus. El prezintă detalii despre extragerea petrolului din puțuri de mică adâncime, localizate lângă Ardericca (Iran). Aici petrolul era extras cu ajutorul unei țesături din lână sau bumbac fixată la capătul unei prăjini care era introdusă în puțul săpat manual; după extragerea prăjinii, țesătura îmbibată cu petrol și apă sărată de zăcământ era stoarsă într-un recipient. Un procedeu asemănător foloseau și indienii din America încă înainte de sosirea europenilor și anume ei foloseau blănurile diverselor animale, pe care le îmbibau în petrolul care plutea pe suprafața unor lacuri naturale, după care petrolul era colectat prin stoarcere. Despre diversele variante de extragere a petrolului există însemnări istorice care, totodată arată că în primul mileniu petrolul a fost obținut în multe părți ale lumii din izvoare naturale iar smoala și asfaltul din aflorimente și lacuri.

Primele utilizări ale petrolului au fost în scop terapeutic, în construcții și ca material pentru război. Ca medicament, petrolul a fost aplicat extern pentru bolile reumatice și pentru pansarea rănilor, iar intern a fost administrat ca laxativ.

Din timpurile biblice ale lui Noe, smoala a fost utilizată la impermeabilizarea corăbiilor, locuințelor ș.a. Smoala, asfaltul și petrolul au avut o largă utilizare în războaiele din antichitate și mai ales în războaiele moderne. Alexandru cel Mare când a invadat India în anul 326 î.Ch. a împrăștiat armatele de elefanți cu ajutorul călăreților care aruncau asupra lor vase aprinse cu smoală. Sahul Nadir, în anul 1739 a întrebuițat o metodă similară și anume el a impregnat cocoașele cămilelor cu petrol și apoi le-a trimis aprinse împotriva armatelor de elefanți. Focul grecesc a fost inventat de Callinicus din Heliopolis în anul 668. Rețeta sa este necunoscută dar se presupune că ea include var nestins, sulf și bitumen. Acest amestec se aprindea când era umezit.

După cum se știe, locul grecesc a fost o veritabilă armă în războiul naval bizantin.

Până la mijlocul secolului 19, petrolul și produsele derivate din ele erau extrase din gropi de mică adâncime, puțuri manuale și izvoare naturale. În anul 1694, Coroana Britanică a acordat o licență domnilor (masters) Eele, Haucok și Portlock pentru "a produce mari cantități de petrol, smoală și gudron dintr-o anumită piatră"; piatra respectivă era reprezentată prin șisturile carbonifere care aflorau în apropiere de Pitchford din zona Shropshire (Scoția).

Prima sondă săpată în mod special pentru petrol (fără a ține seama de cele care căutau apă potabilă sau apă sărată) este menționată la Pechelbronn (Franța) în anul 1745. În această regiune, nisipurile petrolifere aflorau iar Ludovic al XV-lea a acordat o licență lui M. de la Sorbonniere, care a săpat cu "sfredelul" câteva sonde de mică adâncime și în același an - a construit o mică rafinărie. Cu toate acestea se considera că industria de petrol bazată pe extragerea acestuia din șisturi bituminoase a fost inițiată de James Young în anul 1847, care a obținut petrol prin cracarea termică a șisturilor carbonifere de la Torban (Scoția).

Rezultatele obținute în aceste rafinării rudimentare includeau amoniac, ceară parafinică solidă și parafine lichide (kerosen sau petrolul obținut din distilarea cărbunilor). Ceara era utilizată pentru lumânări, iar kerosenul la lămpi pentru iluminat. Astfel kerosenul devine mai ieftin decât uleiul de balenă și de aceea, la jumătatea secolului 19 cererea pentru hidrocarburi lichide crește din ce în ce mai mult. Inițial cererea a fost satisfăcută de petrolul obținut prin distilare din șisturi bituminoase (uleioase) și din petrolul extras din izvoare naturale, gropi, puțuri de mână sau galerii.

Cu mult timp înainte de dezvoltarea industriei de petrol, în multe zone ale lumii era pe larg utilizată tehnica forajului percutant (cable-tool drilling) folosită pentru descoperirea apei potabile și a apei sărate din care



se extrăgea sarea de bucătărie. În mod oficial se consideră că prima sondă care a produs petrol a fost săpată de "colonelul" Edwin Laurentine Drake la Oil Creek lângă Titusville (Pennsylvania - S.U.A.). Acest "colonel" (de fapt un fost funcționar al căilor ferate americane), la data de 30 august 1859 - cu ajutorul unei sonde săpate mecanic - a descoperit petrol în zona mlăștinoasă de la Oil Creek, unde petrolul plutea pe suprafața lacurilor din această zonă. Înainte de sosirea "colonelului" Drake în zona Oil Creek exploatarea petrolului se făcea în gropi de mică adâncime, săpate manual. După trei luni de zile de foraj, sonda săpată sub conducerea sa a atins adâncimea de 23 m, iar petrolul s-a ridicat la 0,12 m sub suprafața solului. O nouă sondă săpată de Drake cu aceleași metode dar pe altă suprafață din zona Oil Creek (după șase luni de la succesul celei dintâi) a pornit eruptiv ceea ce a arătat că unele acumulări petrolifere - gazeifere pot avea energie proprie. Astfel ele pot fi exploatate cu ajutorul energiei naturale de zăcământ, fără a mai utiliza pompe sau alte metode rudimentare de recuperare a petrolului. A urmat o creștere rapidă a producției de petrol exploatat cu sonde atât în America de Nord cât și în alte areale ale lumii. Un stimul major al producției de petrol l-a constituit apariția motoarelor cu ardere internă. La început, primele motoare - cele cu aburi, folosite la transportul feroviar sau naval - utilizau aburul obținut prin arderea combustibilului denumit "mazut". Acesta era un petrol alcătuit din fracții cu densitate relativ ridicată, în general asemănător cu păcura.

În perioada anilor 1880 - 1890 au apărut motoarele cu combustie internă (cu benzină mai întâi și apoi cu motorină) astfel că, în mod treptat cererea de fracții ușoare de hidrocarburi a depășit-o pe aceea pentru petrol lampant utilizat la iluminat. Totuși, treptat au fost găsite întrebuințări și pentru celelalte produse obținute de la rafinarea petrolului: gazele hidrocarburice, parafina, motorina, gudroanele, sulful și păcura.

Cererea de petrol a crescut spectaculos în timpul primului război mondial iar dezvoltarea industrială din perioada interbelică a accentuat această cerere crescândă de hidrocarburi. Odată cu descoperirea "nylon"-ului se inaugurează - după al doilea război mondial - o nouă ramură industrială, petrochimia, care - pe lângă distilarea hidrocarburilor și transformarea lor în combustibil - prin folosirea lor în special ca materii prime în procesul tehnologic a pus bazele industriei de mase plastice iar cererea de petrol și gaze a crescut exponențial pe piața mondială.

În România, descoperirile de pe lângă siturile arheologice de la Poiana, Sucidava, Tomis, Histria, Târgșorul Vechi ș.a. atestă utilizarea bitumenelor încă din antichitate. În aceste situri s-au găsit vase acoperite cu desene executate cu bitumene sau chiar vase umplute cu bitumene.

Hrisoavele domnești (de exemplu hrisovul de la 4 octombrie 1440 al lui Iliș și Șefan, fiii lui Alexandru cel Bun) precum și scrierile unor călători (călugărul Bandinus - 1646, consulul austriac Raicovici - 1788 ș.a.) atestă prezența unor exploatări rudimentare de petrol din gropi sau fântâni de păcură situate la Lucăcești (Moinești), Mosoare, Poeni, Dofteana și Păcura din Moldova sau de la Hizești - Păcureți (Prahova). Dimitrie Cantemir în "Descriptio Moldaviae" arată că " pe malurile Tazlăului Sărat, nu departe de satul Moinești, în Ținutul Bacăului, iese dintr-un izvor fierbinte o rășină minerală amestecată cu apă, de care țărani noștri se servesc de obicei pentru ungerea osiilor la căruțe". Există numeroase documente reprezentate prin acte de succesiune care arată că ocnele cu gropi de păcură fac obiect de dănie. Alte documente atestă că în perioada 1780 - 1820, Muntenia și Moldova exportau petrol în special prin porturile dunărene, iar unii călători străini (consulul rus Anatol Demidov etc.) semnalează la 1837 că din puțurile de la Păcureți se extrăgeau anual 225. 000 kg păcură.

Această activitate de extracție rudimentară a petrolului în țările românești a pus bazele unei noi îndeletniciri și anume aceea a

fântânarilor sau a păcurarilor, a băieșilor de păcură, numiți uneori și "vădrari" pentru că își vindeau petrolul cu vadră. Aceștia au fost primii prospectorii, exploratori și exploatatori ai acumulărilor de hidrocarburi; evident că cercetarea era total empirică și urmărea numai ivirile naturale și manifestările la suprafața solului a acumulărilor de hidrocarburi aflate în adâncime cum sunt în special izvoarele de petrol, emanațiile de gaze sau "focurile nestinse" (ex. cele de la Lopătari - Buzău). Aceste exploatare rudimentare se făceau în gropi sau puțuri de mică adâncime săpate manual.

Până la începutul secolului al XIX-lea din țiței se extrăgea numai păcura. Ea era folosită în mare măsură la ungerea osiilor diferitelor vehicule și uneori ca medicament și pe scară redusă la iluminatul convoaielor sau a unor locuințe mai înstărite. În perioada aceea, fracția mai ușoară și mai volatilă din petrol era considerată fără valoare. Astfel întrebuițările petrolului erau foarte limitate, iar cererea era destul de redusă.

Atunci când diferiți inventatori au utilizat petrolul lampant - produs obținut prin distilarea petrolului brut - la iluminat a început să crească treptat cererea și respectiv producția de țiței. În Moldova, la Lucăcești (Moinești) se construiește prima distilerie - numită "găzărie" - urmată imediat de altele însă toate rudimentare și cu capacități de distilare derizorii.

În anul 1857, Theodor Mehedințeanu - după ce obține la licitație iluminatul public al orașului București - construiește la Râfov, lângă Ploiești rafinăria "Lumina", cu o capacitate de rafinare de 2700 tone anual. Astfel România este atestată în mod oficial cu prima producție industrială de petrol din lume, cu doi ani înainte ca, "colonelul" E. L. Drake să sape prima sondă. Bucureștiul - de asemenea - este primul oraș din lume iluminat cu petrol.



## 1.2. EVOLUȚIA TEHNICILOR ȘI A CONCEPTELOR DE CERCETARE GEOLOGICĂ PENTRU DESCOPERIREA ACUMULĂRILOR DE PETROL ȘI GAZE

Activitatea milenară de extragere a petrolului din izvoare, gropi, puțuri manuale sau chiar galerii de mină a pus bazele unor noi profesii, care treptat a condus la crearea în economia modernă a industriei de petrol.

La început, cei care exploatau petrolul au fost și primii prospectorii ai zăcămintelor de hidrocarburi; cercetarea lor era total empirică și urmărea unele indicii active sau inactive reprezentate prin manifestările de la suprafața solului ale acumulărilor de hidrocarburi aflate în adâncime. Indicii activi sunt reprezentați prin izvoare de petrol, vulcani de noroi, emanații de gaze sau "focuri nestinse" etc. iar cei inactivi sau fosilizați sunt: ivirile de asfalt, ozocherită, dykurile de argilă, lacurile de smoală, gipsul pulverulent etc. Acești indici au reprezentat criteriile de bază pentru evaluarea prezenței acumulărilor de hidrocarburi din subsol; în corelație cu ele, la început au fost executate gropile, puțurile, galeriile iar mai târziu au fost forate sondele de mică adâncime, lucrări care urmăreau descoperirea și exploatarea petrolului și a gazelor.

Cel puțin în a doua jumătate a secolului al XIX-lea - când a început "febra aurului negru" - cercetarea pentru descoperirea petrolului presupunea multă îndrăzneală și optimism, însoțită de un adevărat spirit de aventură. În acest sens, pe lângă conceptele științifice utilizate în prospecțiunea și explorarea zăcămintelor de petrol se cunosc și unele "metode" total empirice și uneori hazlii. Astfel în a doua parte a secolului al XIX-lea în America de Nord, filozofia de explorare a uneia din principalele companii de petrol americane era următoarea: sondele de petrol cu șansele cele mai mari de succes trebuiau amplasate pe vechile morminte ale indienilor americani. De asemenea, un "căutător de petrol"

american propunea forarea sondelor de explorare acolo unde cădea o pălărie veche, uzată așezată pe un cal lansat în galop pe întinsul preriei americane. Istoria menționează că, de cele mai multe ori a avut succes cu această "metodă" de prospecțiune a zăcămintelor de hidrocarburi.

În țara noastră - fără a mai menționa și alte asemenea "metode" care fac istoria mondială a petrolului și mai interesantă - izvoarele de petrol cunoscute de multă vreme în bazinul Troțușului (Dofteana, Păcurița, Cilioaia, Mosoare, Moinești ș.a.) sau în Subcarpații Munteniei au trădat acumulări de hidrocarburi, exploatate la început în gropi sau puțuri puțin adânci și ulterior puse în evidență de foraje de mică adâncime. De asemenea primul foraj săpat de E. L. Drake în 1859 a fost amplasat în zona Oil Creek, regiune în care petrolul era cunoscut de multă vreme. În această regiune mlăștinoasă, petrolul plutea sub formă de pelicule uneori pe arii întinse la suprafața lacurilor și era exploatat înainte de sosirea lui Drake prin numeroase gropi; în plus indienii americani îl extrăgeau cu mult timp înainte de sosirea europenilor prin îmbibarea blănurilor sau țesăturilor scufundate în gropi sau în lacurile acoperite cu petrol.

Acumularea de noi date despre ocurențele petrolului în a doua jumătate a secolului al XIX-lea a făcut ca în mod treptat să se treacă de la descoperirea de cele mai multe ori întâmplătoare - pe baze empirice - la o cercetare metodică care are la bază numeroase teorii și concepte privind geneza petrolului și formarea acumulărilor de hidrocarburi, în care geologul și în special geologul de petrol are un rol din ce în ce mai cerut și mai competent.

Ideea care a predominat în gândirea științifică încă de la începutul cecetărilor sistematice pentru descoperirea zăcămintelor de hidrocarburi a fost aceea că, petrolul și gazele din subsol, fiind mai ușoare decât apa înconjurătoare s-au deplasat datorită forțelor de flotație prin rocile poroase și permeabile către zonele cele mai ridicate ale structurilor geologice. Printre primele ilustrări ale acestei idei a fost "teoria anticlinală", care a

primit un puternic suport după ce, Drake în 1859 a descoperit petrolul de la Oil Creek; până la începutul secolului 20 ea a fost pe larg acceptată ca un concept deosebit de util în prospecțiunea și explorarea petrolieră.

Printre primele concepte de cercetare utilizate pentru descoperirea acumulărilor de hidrocarburi - pornind de la flotația petrolului și a gazelor, care se ridică deasupra apei pentru că au densitatea mai mică - a fost "creekologia". Ea consta în amplasarea sondelor în lungul văilor și în zona cea mai coborâtă a acestora deoarece s-a constatat că aceste sonde - în cele mai multe cazuri - au găsit petrol în comparație cu cele care erau săpate pe dealurile care le încadrau (fig. 1).

În anul 1861, T. S. Hunt (fide Selley, 1985) formulează teoria anticlinală care explică "creekologia". El arată că anticlinalele descoperite la mică adâncime, cu apexul centrat pe firul văilor se formează datorită

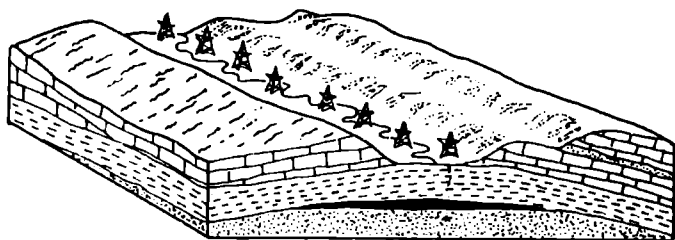


Fig. 1. Creekologia sau amplasarea forajelor de explorare în firul văii

sarcinii diferite a rocilor suprajacente. Astfel în firul văilor erodate de râuri, sarcina sedimentelor este mai mică iar stratele subjacente mai ridicate, în timp ce depozitele situate sub dealurile care mărgineau văile vor fi mai coborâte datorită sarcinii crescute dată de grosimea mult mai mare a stivei de roci. (fig. 1). Desigur că acest efect se referă numai la depozitele superficiale situate la adâncime mică, de ordinul zecilor sau cel mult sutelor de metri. În acest mod se formează ceea ce în România au fost denumite "anticlinale de vale". Ulterior s-a constatat că anticlinalele

veritabile se formează la diferite adâncimi (inclusiv la adâncime mică) datorită mișcărilor tectonice care au provocat cutarea și falierea succesiunilor de roci. De asemenea mișcările neotectonice au controlat și formarea așa ziselor "anticlinale de vale".

Mai târziu apare noțiunea de capcană pentru hidrocarburi (Orton, 1889) și o anexă a teoriei anticlinale și anume teoria faliilor. Teoria anticlinală stabilea legătura dintre acumulările de hidrocarburi și structurile anticlinale iar teoria faliilor demonstra corelația dintre zăcămintele și existența unor falii importante. Ambele teorii au fost argumentate cu date practice și cu elemente științifice, încât ele au fost acceptate fără rezerve de către toți cercetătorii. Astfel și în prezent, "căutarea" anticlinalelor este una din metodele cele mai pline de succes în descoperirea zăcămintelor de petrol și gaze. De altfel, statistica mondială privind distribuția zăcămintelor de hidrocarburi întocmită de Moody (1970) arată că peste 85% din zăcămintele gigantice de petrol și gaze - care totodată conțin și cele mai mari rezerve - sunt constituite în structuri geologice de tipul anticlinalelor (fig. 2).

Datele practice acumulate la sfârșitul secolului al XIX-lea au arătat curând că petrolul poate fi găsit și în alte tipuri de structuri geologice, care sunt diferite față de cele anticlinale. Carl (1880, fide Selley, 1985) notează că petrolul din zăcămintul Venango (Pennsylvania - S.U.A.) apare într-o structură care nu este de tip anticlinal ci este un monoclin al efilat. Astfel s-a născut conceptul că zăcămintele de petrol pot fi ecranate nu numai structural ci și stratigrafic, datorită schimbării condițiilor de sedimentare, eroziunii sau diagenezei rezervoarelor. Totuși până în deceniul al IV-lea al secolului XX, teoria anticlinală și respectiv aceea a faliilor au fost cele care au stat la baza cercetărilor geologice pentru petrol și gaze.

Din momentul confirmării și acceptării celor două teorii (anticlinală și respectiv aceea a faliilor), activitatea de descoperire a zăcămintelor de

hidrocarburi a primit o bază științifică. De asemenea s-a constatat curând că această activitate nu putea fi efectuată de oricine, ci doar de cei care știau să identifice pe teren un anticlinal sau o linie de fractură, specialiști în studiul rocilor care alcătuiesc scoarța Pământului și anume geologii. Ei au fost aceia care au desfășurat o adevărată întrecere în activitatea de cercetare pentru descoperirea anticlinalelor și a faliilor. În primele decenii

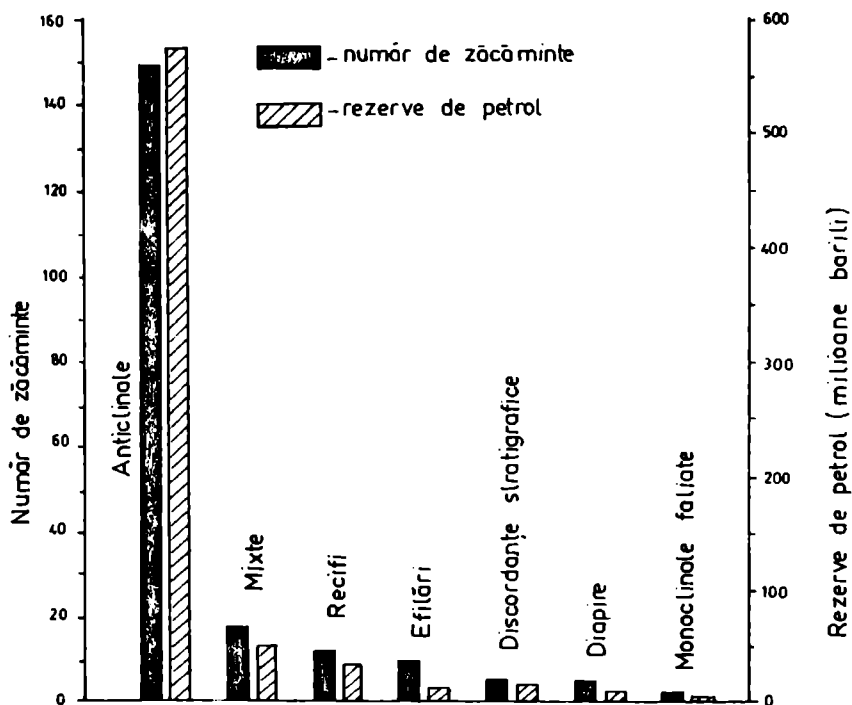


Fig. 2. Distribuția mondială a capcanelor care ecranează zăcămintele gigantice de petrol (modificat după Moody, 1975)

ale secolului XX, principala metodă folosită în acest scop a fost cercetarea geologică de suprafață. Aplicarea acestei metode în zonele cutate, cu formațiuni geologice deschise la "zi" a condus la rezultate spectaculoase. Astfel în bazinele cutate s-a descoperit un mare număr de structuri geologice care s-au dovedit petrolifere. În bazinele cu

geologie ascunsă cum sunt cele de platformă, fără aflorimente ale formațiunilor vechi, această metodă nu poate fi aplicată.

În activitatea de cartare se urmăreau nu numai elementele care puneau în evidență structurile anticlinale și fracturile importante ci și manifestările acumulărilor de hidrocarburi la suprafața terenului, în special izvoarele de petrol; însă zăcămintele conservate în anticlinale nefaliat nu erau trădate întodeauna de indicii de suprafață.

În primele decenii ale secolului XX, în România prin cartare geologică au fost puse în evidență domul gazeifer Sărmășel, anticlinalele petrolifere - gazeifere Boldești, Ceptura - Urlați, Berca - Arbănași precum și unele structuri cum sunt Apostolache, Runcu ș.a., ecranate de falii importante. Forma anticlinală a structurii Sărmășel a fost stabilită prin cartare geologică de suprafață, iar acumularea comercială de gaze hidrocarburice a fost descoperită în anul 1909 de sondele propuse pentru cercetarea eventualelor zăcămintele cu săruri de potasiu.

Cutarea disarmonică, discordanțele precum și bazinele cu geologie ascunsă au limitat adâncimea la care cercetarea geologică de suprafață putea fi utilizată pentru relevarea structurilor din adâncul subsolului. Soluționarea acestei probleme a apărut la mijlocul anilor '20, când metodele geofizice (seismica de refracție, gravimetria și magnetometria) au fost aplicate pentru descoperirea zăcămintelor de petrol și gaze.

Cercetările magnetometrice au furnizat foarte rar informații utile pentru "căutătorii de aur negru" pe când gravimetria și mai ales seismometria au fost foarte utile în descoperirea capcanelor petrolifere - gazeifere. Gravimetria și seismometria a ajutat foarte mult la descoperirea capcanelor formate datorită diapirelor de sare din provincia de coastă a Golfului Mexic (Gulf Coast - S.U.A.).

În țara noastră, gravimetria cu toate variantele ei (pendulul, balanța de torsiune și mai ales gravimetrul) a ajutat la identificarea a foarte multor structuri anticlinale și capcane ecranate de falii; cel mai bun exemplu în

acest sens este cercetarea gravimetrică a zonei centrale și sudice a Depresiunii Precarpatice din Muntenia Centrală efectuată în anii '30. Această prospecțiune gravimetrică a permis confirmarea și conturarea unor anticlinale (eventual diapire) cunoscute din cartarea geologică de suprafață (Boldești, Ceptura - Urlați, Tintea - Băicoi, Moreni - Gura Ociștei ș.a.) și de asemenea identificarea altor structuri geologice cum sunt Mărgineni, Bucșani, Brătești ș.a. de dimensiuni mai mici și cu un grad de exprimare mai redus (Gavăț, 1964).

Metodele seismometrice, la început de refracție și ulterior de reflexie au cunoscut o perfecționare continuă. În România ele au început cu seismocarotaje cu ajutorul cărora - către sfârșitul deceniului al V-lea - s-a inițiat cercetarea Platformei Moesice până la varianta actuală denumită seismică "stratigrafică" sau "3D" (tridimensională). Această ultimă variantă poate să rezolve problemele structurale care privesc poziția în spațiu a depozitelor până la adâncimea de 4.000 - 5.000 m precum și problemele litologice și uneori chiar cele referitoare la tipul fluidului (apă, petrol, gaze) din rocile poroase și permeabile. De asemenea, pe lângă perfecționarea acestor metode a crescut adâncimea de investigare și precizia rezultatelor. În ultimul deceniu s-a dezvoltat - pornind de la prospecțiunea seismică în varianta 3D - metodele seismice 4D. Aceste metode sunt denumite și 3D repetitiv pentru că ele se execută în varianta tridimensională (3D) la anumite intervale de timp pe un zăcământ de petrol și gaze aflat în exploatare, urmărindu-se astfel evoluția limitelor acumulării petrolifere - gazeifere cu timpul de exploatare.

În domeniul metodelor geofizice, datorită complexității tot mai ridicate a stațiilor de înregistrare și a imensului volum de informații obținute, prelucrarea datelor primare s-a complicat foarte mult și astfel, începând cu anul 1970 procesarea lor este facilitată în mare măsură de calculatoare. Tehnica de procesare computerizată a datelor geofizice și

geologice a devenit tot mai performantă fiind ajutată și de software-uri din ce în ce mai sofisticate.

Carotajele geofizice de sondă au apărut în deceniul al III-lea, odată cu celelalte metode de cercetare geofizică. Astfel primul carotaj geofizic (de tip electric) a fost efectuat în anul 1927, la o sondă din regiunea Pechelbronn (Franța). Acesta a fost urmat curând de alte tipuri de carotaje geofizice cum sunt cele electrice, acustice, neutronice, radioactive, inductive ș.a.

Cercetarea geologică cu ajutorul fotografiilor înregistrate din avion a început în anul 1920, însă aerofotogeologia propriu-zisă - care utilizează stereofotogrametrul pentru interpretare - a fost larg utilizată după al II-lea război mondial. În perioada aceea, cercetările aeriene erau destul de ieftine ca să permită recunoașterea rapidă a suprafețelor întinse din unele bazine de sedimentare. Aerofotogeologia sau teledetecția a fost foarte utilă în cercetarea deșerturilor din Africa de Nord și Orientul Mijlociu unde vegetația rară sau absentă nu acoperea elementele geologice de la suprafața terenului. De asemenea această metodă a fost utilizată cu deosebit succes la descoperirea a peste 30 % din zăcămintele cu petrol și gaze care se dezvoltă sub vastele teritorii ale fostei U.R.S.S.

Începând cu prima jumătate a secolului XX, metodele geologice pure s-au perfecționat încet dar sigur. Una din principalele aplicații în explorarea petrolieră a fost dezvoltarea micropaleontologiei și a sedimentologiei. Zonele clasice biostratigrafice, care se bazau pe macrofosile (de exemplu amoniții) nu puteau fi decât rar identificate în formațiunile adânci din subsol, datorită acțiunii distructive a sapei în timpul procesului de foraj. Astfel au fost definite noi zone cu ajutorul microfosilelor, care au fost calibrate la suprafață după cele cu macrofosile.

Pe baza descoperirii de noi zăcămintele de hidrocarburi în condiții geologice diferite față de cele cunoscute până atunci, în anii '30 ai



secolului XX, în cercetarea geologică pentru prospecțiunea și explorarea acumulărilor petrolifere - gazeifere a apărut un nou concept. Conform acestui nou concept, factorul structural nu mai este principal în formarea acumulărilor de petrol și gaze, astfel că teoria anticlinală și cea a faliiilor nu se mai aplică la noile zăcăminte descoperite. Deși acest concept a fost enunțat încă din 1880 de Carl după descoperirea zăcămintului Venango (Pennsylvania - S.U.A.) el a rămas neobservat deoarece la acea vreme era la modă teoria anticlinală și cea a faliiilor.

Noul concept se referă în special la formarea zăcămintelor de petrol și gaze sub control stratigrafic, paleogeografic și litologic. El a impulsionat cercetările de descoperire a acumulărilor de hidrocarburi într-o nouă direcție, focalizând lucrările de cercetare și asupra capcanelor legate de prezența discordanțelor stratigrafice, a efilărilor, a schimbărilor de facies, de dezvoltarea lenticulară a rocilor colectoare, de paleovăi ș.a.

Studiul mediilor de sedimentare actuale început în perioada interbelică a creat premisele pentru mai buna cunoaștere a faciesurilor sedimentare și interpretarea lor. Astfel în cercetarea geologică pe lângă paleontologie, stratigrafie, litologie etc. au apărut concepte noi, legate de domeniul sedimentării.

Integrarea noilor concepte cu elementele tradiționale de geologie a creat premisele pentru justificarea științifică a formării unor structuri geologice locale posibil purtătoare de petrol și gaze exclusiv pe seama proceselor de sedimentare. După al doilea război mondial, dezvoltarea continuă a sedimentologiei a făcut ca ea să devină un instrument principal al cercetării geologice pentru petrol. De asemenea noile concepte litostratigrafice privind formarea zăcămintelor de petrol și gaze a deschis un larg domeniu de cercetare pentru geologi, oferindu-le orizonturi noi și vaste pentru prospecțiunea și explorarea petrolieră. Aceste premise au condus la creșterea preciziei de diagnosticare a geometriei rezervoarelor

petrolifere - gazeifere și la o mai bună precizare a variației porozității și permeabilității rocilor colectoare.

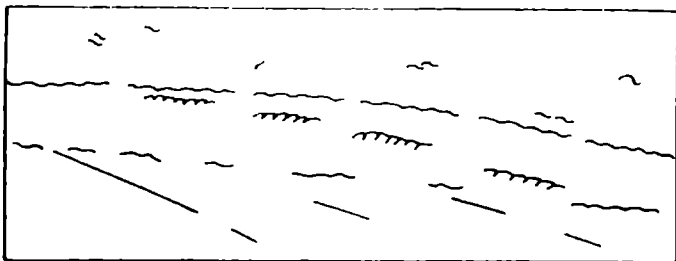
În figura 3 sunt prezentate trei modele de interpretare a unui profil seismic în varianta clasică (2D), pornind de la datele geologice și geofizice disponibile. Primul model este reprezentat printr-o secvență regresivă de platformă care acoperă o succesiune non-marină, drapată la rândul ei de o secvență clastică de progradare cu grosime mare. Acest model sedimentologic are șanse pentru formarea acumulărilor de petrol și gaze.

Modelul al doilea - reprezentat printr-un platou vulcanic - este cel mai nefavorabil pentru formarea și acumularea petrolului și a gazelor, deoarece nu are capcane, roci colectoare și protectoare și nici roci sursă de hidrocarburi. Modelul al treilea - care este o variantă a celui dintâi - prezintă în plus un strat transgresiv de nisip, dezvoltat la baza secvenței superioare. Acest strat nisipos, a cărui grosime este sub limita de rezoluție a înregistrării seismice nu creează condiții favorabile pentru ecranarea rocilor colectoare pe care le acoperă discordant la partea sa terminală (fig. 3).

Aceste modele au fost elaborate pe baza interpretării datelor seismice în corelație cu cele mai moderne noțiuni și concepte de seismică stratigrafică, sedimentologie, analiză secvențială ș.a. Ele arată că situația cea mai favorabilă formării zăcămintelor de hidrocarburi este aceea din primul model. Pentru verificarea validității modelelor trebuie să se treacă la etapa de explorare, adică la testarea cu sonde a zonei cercetate.

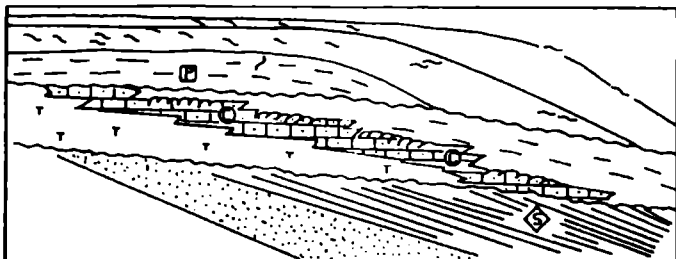
Conceptele privind formarea zăcămintelor controlate de factorii stratigrafici, litologici, diagenetici ș.a.m.d. au condus la apariția unor noi noțiuni. Aceste noțiuni - acceptate de majoritatea geologilor de petrol - se referă la capcanele stratigrafice, litologice, diagenetice, litostratigrafice ș.a. Geologii prin integrarea informațiilor geologice și geofizice cu datele

a) Date inițiale (profil seismic)



b) Interpretare-Modelul 1

Secvență



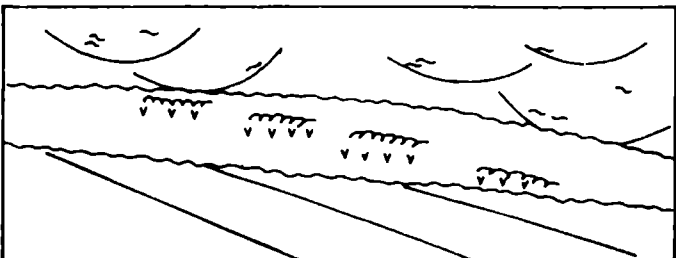
Șelf de  
progradare

Platformă  
carbonatică

Mediu  
lacustru

c) Interpretare-Modelul 2

Secvență



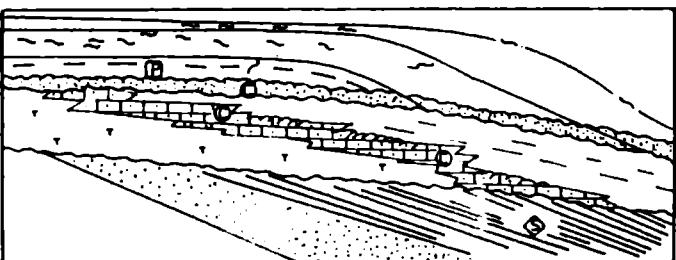
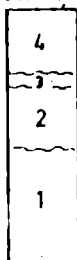
Câmpie  
fluvială

Platou  
vulcanic

Meta-  
sedimente

d) Interpretare -Modelul 3

Secvență



Șelf de  
progradare

Mediu marin  
de mică  
adâncime

Platformă  
carbonatică

Mediu lacustru  
sin-rift

Fig 3 Modele geologice posibile obținute din interpretarea datelor seismice cu implicații pentru formarea zăcămintelor de hidrocarburi ♦ roci sursă, ○ roci colectoare, □ roci protectoare

de foraj au descoperit în multe bazine de sedimentare ale lumii un mare număr de zăcăminte care se abat de la "regula anticlinală".

Deși teoria anticlinală și aceea a faliilor a fost pe larg acceptată și aplicată, în mod treptat în anii '30 au început să apară noi concepte privind formarea zăcămintelor de hidrocarburilor și astfel a fost formulată "teoria hidraulică" a acumulării petrolului și a gazelor. Această teorie se bazează pe faptul că mișcarea apelor subterane determină migrația hidrocarburilor; orice schimbare a regimului hidrodinamic, asociată cu modificările de permeabilitate a rocilor și cu forțele de flotație a hidrocarburilor va determina acumularea petrolului și a gazelor în terasele structurale sau pe flancurile anticlinalelor.

În țara noastră s-au descoperit acumulările importante de petrol și gaze conservate în rocile colectoare aparținând Sarmațianului de la Țicleni și Bustuchini (Gorj), Mărgineni și Aricești (Prahova), Sarmațianului bazal de la Videle și Cartojani, Triasicului de la Oprelu și Făurești - Iancu Jianu (Olt), fundamentului cristalin și Miocenului inferior de la Teremia (Arad) ș.a.

Apariția de noi metode geologice și geofizice de cercetare - în special sedimentologia și respectiv seismica stratigrafică - precum și descoperirea de noi zăcăminte de hidrocarburi în circumstanțe geologice diferite față de cele cunoscute a condus după al doilea război mondial la formularea de noi concepte privind acumularea hidrocarburilor. La începutul anilor 1960 a fost formulat conceptul despre capcanele discrete sau subtile. Pe baza acestui concept lucrările de cercetare au fost orientate către acele structuri geologice locale care datorită condițiilor geologice sunt greu de sesizat prin orice metodă geologică și geofizică, structuri care uneori pot fi petrolifere - gazeifere.

După al doilea război mondial, pe baza noilor concepte geologice privind formarea și evoluția bazinelor petrolifere - gazeifere s-a trecut la cercetarea intensă a domeniului acvatorial ținând seama că bazinele de

sedimentare se întind și sub apele actuale ale mărilor și oceanelor. Cercetarea geologică petrolieră în domeniul acvatorial nu este mult diferită de aceea din domeniul terestru. Cercetările sunt diferite în principal datorită faptului că aici nu pot fi folosite decât metode geofizice și forajul marin iar cheltuielile sunt cel puțin de zece ori mai ridicate decât pentru lucrările de cercetare de pe continent.

Dezvoltarea cercetărilor în domeniul acvatorial a fost posibilă pe de o parte, datorită progreselor înregistrate în tehnica prospecțiunilor seismice și în metodele de prelucrare și interpretare a datelor primare obținute prin măsurătorile geofizice (seismice, gravimetrice, magnetometrice etc.). Pe de altă parte, progresele înregistrate în domeniul forajului marin cum sunt cele privind construcția platformelor de foraj și apoi cele legate de tehnica și metodele de obținere a informațiilor geologice și petroliere din sonde a condus la descoperirea de noi și importante zăcăminte de petrol și gaze aproape în toate mările și oceanele lumii. În acest sens sunt celebre marile acumulări petrolifere - gazeifere din Marea Nordului (Ekofisk, Frigg) descoperite în anii '80, din Golful Mexic (Gulf Coast - S.U.A.), din Marea Roșie ( Abu Rhodeis), din Golful Persic ș.a. După cum se cunoaște, la începutul anilor '80 pe platoul continental românesc al Mării Negre, cercetările geologice și geofizice au condus la descoperirea acumulărilor de hidrocarburi conservate în principal în rocile colectoare aparținând Albianului și Eocenului din cadrul structurii Lebăda Est precum și Albianului din cuprinsul structurilor Lebăda Vest și Sinoe.

### **1.3. ROLUL CERCETĂRII GEOLOGICE ÎN PROSPECȚIUNEA, EXPLORAREA ȘI EXPLOATAREA ZĂCĂMINTELOR DE HIDROCARBURI**

Încă din a doua jumătate a secolului al XIX-lea, cercetarea geologică în domeniul petrolier a devenit tot mai cerută și mai

competență, astfel că treptat s-a conturat ceea ce astăzi se numește geologia petrolului. Ea este un vast domeniu al științelor geologice care oferă specialiștilor geologi sau negeologi instrumentele științifice pentru descoperirea, explorarea și exploatarea zăcămintelor de petrol și gaze astfel că, dintre numeroasele ramuri ale științei implicate în activitatea petrolieră, geologia se situează pe primul loc.

În industria petrolieră sunt implicate numeroase ramuri ale științei cum sunt: fizica, chimia, matematica, istoria, ingineria, științele juridice și economice, însă geologia este aceea care oferă baza științifică necesară deschiderii investiției financiare pentru descoperirea acumulărilor petrolifere - gazeifere.

Dacă la mijlocul secolului al XIX-lea descoperirea unui zăcământ de petrol o putea face și un funcționar (E. L. Drake), în prezent la această activitate participă echipe complexe de cercetare alcătuite din stratigrafi, tectonicieni, paleontologi, sedimentologi, petrografi, geofizicieni, la care trebuie adăugați juriști, fizicieni, chimiști, economiști, matematicieni, informaticieni, ingineri de foraj și de exploatarea zăcămintelor de petrol și gaze. Aceste colective de cercetare - cu toată complexitatea lor - sunt conduse de un geolog de petrol.

În România, înființarea catedrelor de geologie de la Universitățile din Iași (1863) și București (1864) fac ca cercetările geologice să se dezvolte intens. În anul 1882, sub îndrumarea geologului Gregoriu Ștefănescu s-a creat Biroul Geologic, care pe baza lucrărilor efectuate elaborează în 1898, prima hartă geologică a României, la scara 1:200.000. Mihai Drăghiceanu, în același an a întocmit o hartă geologică de sinteză a țării, la scara 1:800.000, pe care sunt reprezentate zăcămintele de petrol, precum și alte zăcămintele de substanțe utile, descoperite până atunci.

Pe baza cercetărilor efectuate în principalele regiuni petrolifere ale României, Grigore Cobălcescu întocmește o descriere geologică a lor și

formulează o ipoteză a originii anorganice a petrolului. Până în anul 1906 au fost descoperite zăcămintele de hidrocarburi de la Sărata Monteoru, Moinești, Băicoi, Tescani, Moinești și Zemeș, descoperiri care au la bază cercetările făcute de Gr. Cobălcescu, Gr. Ștefănescu și alți geologi români. Popovici Hașeg care a condus "Laboratorul de geologie" (înființat în anul 1898) s-a ocupat de studiul zăcămintelor de petrol și gaze. În anul 1903, datorită faptului că a crescut cererea de petrol s-a înființat "Comisia de petrol". Ea funcționează până în anul 1906 când se transformă în Institutul Geologic al României sub conducerea prof. Ludovic Mrazec, adept al teoriei originii hidrocarburilor. El este primul geolog care a cercetat rolul diapirismului în formarea zăcămintelor de petrol și gaze. Pe baza lucrărilor geologice desfășurate de cercetătorii de la Institutul de Geologie, în județele Dâmbovița, Buzău și Prahova au fost descoperite numeroase zăcămintele de petrol și gaze naturale.

În domeniul geologiei de petrol încep să apară numeroase lucrări valoroase elaborate de Gr. Cobălcescu, Gr. Ștefănescu, L. Mrazec și mulți alții. G. Macovei și I. Popescu-Voitești au studiat problemele de geneză și acumulare a hidrocarburilor în regiunile petrolifere ale țării, cunoscute la vremea respectivă. În anul 1911, cercetătorii I. Uhlig, L. Mrazec și I. Popescu-Voitești au publicat pentru prima dată structura în pânze a Carpaților Orientali. G. Munteanu-Murgoci studiază depozitele terțiare din Oltenia. Pe baza cercetărilor efectuate el întocmește o lucrare de sinteză privind geologia Olteniei în care, pornind de la izvoarele de petrol de la Bilteni și Țicleni analizează și posibilitatea existenței acumulărilor petrolifere - gazeifere din această regiune.

Ion S. Atanasiu (1940) - un cercetător de seamă al problemelor legate de geologia petrolului - aduce contribuții importante la descifrarea Țiclenului paleogen din Moldova, iar mai târziu (1959), I. Băncilă publică monografia "Geologia Carpaților Orientali". La descoperirea de noi zăcămintele de hidrocarburi au contribuit și lucrările elaborate de D. M.

Preda, N. Grigoraș și mulți alți geologi și geofizicieni. Un loc de frunte îl ocupă prof. Iulian Gavăț care, cu ajutorul prospecțiunilor gravimetrice a descoperit numeroase zăcăminte de petrol și gaze din Depresiunea Carpatică și din Bazinul Transilvaniei. După anul 1970 apar lucrările lui D. Paraschiv privind "Geologia zăcămintelor de hidrocarburi din Romania" și "Romanian Oil and Gas Field" precum și monografia intitulată "Platforma Moesică și zăcămintele ei de hidrocarburi".

Despre zăcămintele gazeifere din Bazinul Transilvaniei se menționează că în anul 1672 au fost semnalate emanații de gaze care ardeau la Bazna. Cercetări sistematice privind focurile nestinse de la Bazna au început în anul 1808, însă prima descoperire a fost la Sărmășel, unde în anul 1909, o sondă forată pentru săruri de potasiu a erupt de la adâncimea de 302 m cu gaze naturale hidrocarburice. Geologia depozitelor neogene din Bazinul Transilvaniei este descrisă în anul 1927 de L. Mrazec și E. Jekelius iar după 1935 au fost elaborate numeroase lucrări privind zăcămintele cu gaze naturale, elaborate de A. Vancea și D. Ciupagea; trebuie amintită lucrarea "Geologia Depresiunii Transilvaniei" publicată în anul 1970 de D. Ciupagea, A. Vancea, M. Paucă și Tr. Ichim în care sunt prezentate problemele geologice ale genezei și acumulării gazelor naturale din această regiune. Pe lângă cei câțiva geologi și geofizicieni amintiți mai sus, la descoperirea, explorarea și exploatarea zăcămintelor de petrol și gaze din România și-au adus o contribuție importantă sute de asemenea cercetători valoroși, însă fără a menționa relizările fiecăruia, numai citarea numelui lor ar umple câteva pagini.

În România, până în anul 1941 erau descoperite numai 30 de structuri geologice productive, iar în prezent ele sunt de peste 400. Intensificarea cercetărilor geologice și geofizice a făcut ca după anul 1950 să fie descoperite acumulări petrolifere gazeifere în bazine noi și anume în anul 1950 se descoperă hidrocarburile de la Bilteni (prima structură



productivă din Depresiunea Getică), în anul 1956 - primul zăcământ din Platforma Moesică (Sarmațianul de la Ciurești), în anul 1958 - primul zăcământ din cadrul Promontoriului Nord-Dobrogean (Pliocenul bazal din cuprinsul structurii Independența), între anii 1961 - 1963 au fost descoperite acumulările gazeifere din rocile colectoare aparținând Sarmațianului de la Roman - Secuieni din Platforma Moldovenească; tot în 1963 fost descoperită prima structură productivă cu hidrocarburi (Teremia) din în sectorul românesc al Bazinului Panonic. Pe platoul continental românesc al M. Negre, în anul 1979 au fost descoperite zăcămintele de hidrocarburi din cuprinsul structurilor Lebăda.

Geologii de petrol sunt cei care au înțeles mecanismul formării hidrocarburilor și al acumulării și conservării petrolului și a gazelor naturale hidrocarburice. Ei prelucreează și interpretează toate datele geologice, geofizice și petroliere disponibile și pe baza lor în corelație cu conceptele formulate adoptă decizia potrivită pentru dirijarea lucrărilor de cercetare. De exemplu, în prezent baza lucrărilor de descoperire a acumulărilor de hidrocarburi o constituie ipoteza originii organice a petrolului adoptată de majoritatea geologilor de petrol; dacă la baza lucrărilor de cercetare ar sta conceptul originii anorganice, atunci strategia de prospecțiune, explorare și exploatare a zăcămintelor de petrol și gaze ar trebui schimbată în totalitate.

În domeniul geologiei - sub aspect teoretic și practic - activitatea geologului de petrol se desfășoară în mai multe direcții: prospecțiune și explorare, proiectarea exploatării și exploatarea zăcămintelor de hidrocarburi precum și cercetarea fundamentală a bazinelor de sedimentare în vederea evaluării petrolifere - gazeifere și a elaborării studiilor de prognoză regională. În capitolele următoare vor fi prezentate pe larg activitățile geologice din cadrul domeniilor de prospecțiune și explorare la care participă geologii.

Cercetarea geologică în domeniul petrolier cuprinde două etape principale și anume: prospecțiunea (etapa inițială) și explorarea (etapa ulterioară). Activitatea de cercetare geologică se continuă și în etapa de exploatare pentru evidențierea caracteristicilor zăcămintelor descoperite și utilizarea lor în alte bazine cu caracteristici geologice asemănătoare sau în diferite sectoare ale aceluiași bazin petrolifer - gazeifer.

## 2. PROSPECȚIUNEA PETROLIERĂ

Prospecțiunea reprezintă prima etapă a lucrărilor de cercetare efectuate într-un bazin de sedimentare sau un sector mai limitat al acestuia. Prin aceste lucrări se pun bazele pentru cercetările mult mai costisitoare din etapa de explorare.

### 2.1. NOȚIUNEA DE PROSPECȚIUNE PETROLIERĂ

Prospecțiunea pentru petrol și gaze este una din cele mai importante etape de cercetare a formațiunilor geologice care alcătuiesc scoarța Pământului. În tratatele de geologia petrolului din țările occidentale se vorbește numai de explorare (*exploration*), termen sub care sunt cuprinse și lucrările de prospecțiune. În același mod unele companii de petrol occidentale folosesc numai termenul de explorare, aici fiind cuprinse totalitatea lucrărilor de cercetare (prospecțiune și explorare). Această situație a existat și în România înaintea primului război mondial, când activitatea de cercetare petrolieră era la începuturile ei, astfel că geologul care efectua lucrările de prospecțiune continua cu cele de explorare și apoi cu activitatea de exploatare a zăcămintului petrolifer - gazeifer.

În România prospecțiunea și explorarea petrolieră sunt două etape de cercetare distincte. Metodele și tehnicile de lucru utilizate precum și obiectivele urmărite în fiecare etapă de cercetare sunt diferite astfel că, aceste etape de cercetare se deosebesc în mod net dar sunt legate între ele. În general explorarea urmează după terminarea prospecțiunii astfel că, uneori explorarea poate să înceapă înainte ca prospecțiunea să se fi încheiat deoarece unele obiective ale prospecțiunii sunt rezolvate în timpul desfășurării explorării; de asemenea este posibil ca unele obiectivele ale explorării să fie rezolvate prin lucrările de prospecțiune. De

aceea între cele două etape nu se poate trasa o linie clară de demarcație în timp, ele fiind diferite numai prin metodele de lucru aplicate și prin obiectivele urmărite (fig. 4).

Prin noțiunea de prospecțiune petrolieră se înțelege totalitatea

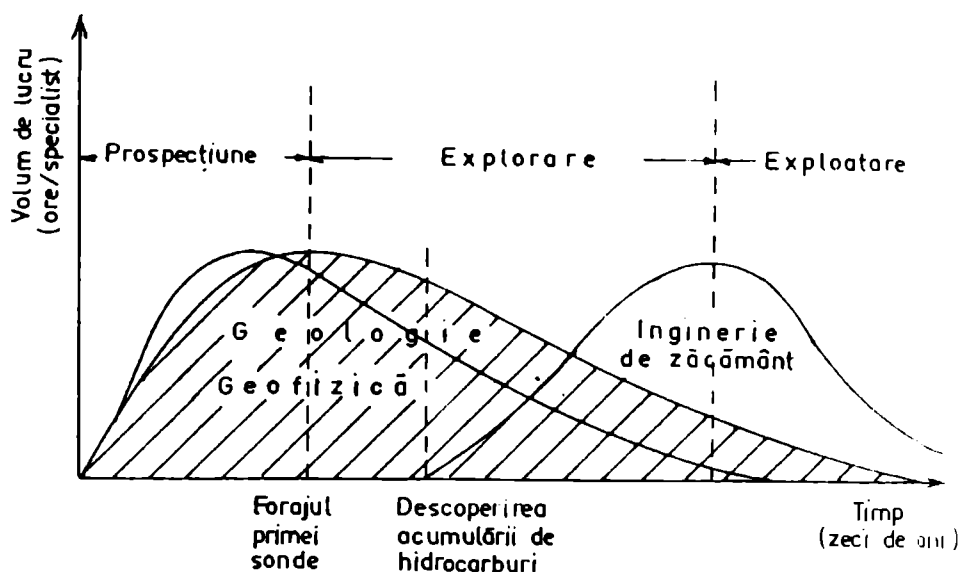


Fig. 4. Principalele discipline implicate în cercetarea și exploatarea zăcămintelor de hidrocarburi

metodelor de cercetare geologică, geofizică, geochemică, hidrogeologică și cu foraje efectuate într-un sector al unui bazin de sedimentare (eventual în tot cuprinsul său) pentru a cunoaște condițiile geologice generale care controlează formarea, acumularea și conservarea hidrocarburilor. Aceste metode ajută la proiectarea lucrărilor de cercetare din etapa a doua - lucrări de explorare - care sunt mult mai costisitoare decât cele de prospecțiune.

## **2.2. OBIECTIVELE PROSPECȚIUNII PETROLIERE**

Cercetările geologice, geofizice, geochimice, hidrogeologice și uneori cu foraje efectuate în etapa de prospecțiune au mai multe obiective, dintre care cele mai importante sunt următoarele:

- descifrarea condițiilor geologice regionale care controlează geneza, expulzarea și migrația petrolului și a gazelor, condiții care apoi au determinat acumularea și conservarea hidrocarburilor;
- descoperirea structurilor geologice sau a capcanelor pentru hidrocarburi favorabile formării acumulărilor petrolifere - gazeifere.

Cu alte cuvinte obiectivele urmărite de cercetările efectuate în etapa de prospecțiune constau în identificarea și analizarea evoluției sistemelor petroliere care s-au format și au evoluat în cuprinsul bazinelor de sedimentare

Din prezentarea obiectivelor principale se observă că prospecțiunea nu are ca scop direct descoperirea acumulărilor de hidrocarburi ci doar de a elucida condițiile principale de formare a zăcămintelor și de a contura capcanele pentru petrol și gaze. Totuși, este posibil ca uneori să se descopere o acumulare de petrol și gaze naturale chiar printr-un foraj de prospecțiune, dar aceasta nu înseamnă că prospecțiunea s-a încheiat și a început etapa de explorare.

Pe lângă obiectivele principale enunțate mai sus, fiecare etapă de prospecțiune cuprinde obiective multiple care vor fi prezentate în mod detaliat în capitolele următoare.

## **2.3. ETAPELE DE PROSPECȚIUNE**

În funcție de obiectivele pe care trebuie să le rezolve, prospecțiunea se desfășoară în două subetape și anume: prima, preliminară și a doua, finală sau de detaliu.

Metodele de lucru utilizate atât în prospecțiunea preliminară cât și în aceea de detaliu sunt practic aceleași. Cele două subetape ale

prospecțiunii se deosebesc prin tipurile și complexitatea metodelor aplicate și de asemenea prin dimensiunile arealului cercetat și gradul de acoperire a acestuia cu lucrări. De exemplu într-o regiune întinsă (eventual un întreg bazin) cu geologie practic necunoscută cercetarea începe cu o recunoaștere geologică generală realizată prin teledetecție și/sau cartare geologică de suprafață cu puncte rare de observație.

În funcție de tipul bazinului, pe lângă aceste tipuri de cercetări se pot utiliza și unele metode geofizice cum sunt: magnetometria, gravimetria și seismica. Ținând seama de caracteristicile bazinului, uneori este necesară și executarea forajelor de referință. Aceste cercetări geologice și geofizice (însoțite eventual și de foraje) se execută în cadrul prospecțiunii preliminare. Ele se încheie cu evaluarea geologică generală a perspectivelor de formare, acumulare și conservare a hidrocarburilor și cu delimitarea unor sectoare mai restrânse, care au premise mai favorabile pentru descoperirea acumulărilor petrolifere - gazeifere. Aceste sectoare pot fi reprezentate prin ridicările majore din cadrul bazinului (de exemplu ridicarea Craiova - Balș - Optași - sud Periș din Platforma Moesică), ridicări morfostructurale spre care au migrat hidrocarburile generate în zonele depresionare adiacente.

Sectoarele regionale mai ridicate ale bazinului sunt cercetate apoi în cadrul prospecțiunii de semidetaliu cu metode geologice și geofizice mult mai complexe și cu o mare densitate de puncte de observație. În acest mod se realizează delimitarea suprafețelor mai restrânse în care prognoza petroliferă - gazeiferă prezintă gradul cel mai ridicat de încredere. În cadrul prospecțiunii de detaliu, suprafețele identificate anterior sunt cercetate cu o densitate foarte mare de lucrări geologice și geofizice prin care se conturează structurile geologice sau capcanele posibil petrolifere - gazeifere.

Pentru un specialist geolog sau negeolog - dar care nu lucrează în domeniul geologiei de petrol - aceste subetape ale prospecțiunii pot să

apară ca fiind inutile, dar având în vedere costul ridicat al lucrărilor de foraj din etapa de explorare, repartizarea cercetărilor în acest mod este rațională și bine întemeiată și din punct de vedere al investițiilor financiare.

### **2.3.1. PROSPECȚIUNEA PRELIMINARĂ**

Cercetările efectuate în această subetapă inițială sunt cunoscute sub denumirea a mai mulți termeni cum sunt: prospecțiune prealabilă, de recunoaștere sau regională din care cel mai utilizat este cel de prospecțiune preliminară.

În general lucrările efectuate în cadrul etapei de prospecțiune preliminară au ca obiectiv cercetarea în cuprinsul unui bazin de sedimentare - sau numai într-un sector limitat din acesta - a condițiilor geologice care au determinat geneza, expulzarea și migrația petrolului și a gazelor și formarea acumulărilor petrolifere - gazeifere.

Cercetările efectuate în cadrul prospecțiunii preliminare au ca scop clarificarea unor probleme generale cum sunt:

- grosimea cuverturii sedimentare a bazinului;
- faciesurile cuverturii sedimentare și variațiile lor laterale în cuprinsul suprafeței cercetate;
- poziția stratigrafică, grosimea și caracterele litologice, petrografice și hidrogeologice ale fiecărei secvențe poroase și permeabile, care ar putea constitui roci colectoare pentru hidrocarburi;
- poziția stratigrafică, grosimea, caracterele litologice și petrografice ale fiecărei secvențe non-poroase și non-permeabile care ar putea să alcătuiască rocile protectoare ale acumulărilor petrolifere - gazeifere;
- identificarea secvențelor bituminoase și precizarea poziției lor stratigrafice;
- determinarea caracterelor secvențelor bituminoase care ar putea fi roci sursă de petrol și gaze. Astfel se determină grosimea, dezvoltarea în

suprafață, volumul, faciesul, conținutul în material organic solubil și insolubil precum și treapta de maturizare termică la care au ajuns aceste roci. De asemenea - pe baza analizelor geochimice corespunzătoare - se determină cantitatea de hidrocarburi generată, expulzată și migrată, disponibilă pentru a fi acumulată și conservată în capcanele din cuvertura sedimentară studiată. Calculele care se fac pot stabili perioada de geneză și de migrație a petrolului în corelație cu timpul de formare a capcanelor.

Pe baza acestor determinări se face evaluarea potențialului petroligen al secvențelor bituminoase analizate care pot fi rocile sursă cele mai probabile, de care se leagă în mod direct perspectivele de formare a acumulărilor petrolifere - gazeifere din bazinul cercetat. Evaluarea corectă a secvențelor posibil generatoare de hidrocarburi se face ținând seama de evoluția geologică a bazinului și anume:

- reconstituirea istoriei de îngropare și de sedimentare în corelație cu mișcărilor epirogenice sau orogenice care pot conduce la apariția de discontinuități în procesul de depunere a sedimentelor;

- identificarea și conturarea ridicărilor majore și a marilor depresiuni, morfostructura de ansamblu a bazinului;

- precizarea structurii formațiunilor sedimentare, ca mod și timp de formare, ca tipologie și morfologie și ca repartiție a diverselor tipuri în cuprinsul bazinului, pe orizontala și pe verticala sa;

- identificarea accidentelor tectonice majore, a discontinuităților litostratigrafice ca discordanțe, efilări, schimbări de litofacies ș.a. relevate la scară regională precum și precizarea fazelor de orogeneză când s-au format. Aceste elemente structurale și litostratigrafice în corelație cu fazele de orogeneză au semnificații importante în geneza, migrația și acumularea hidrocarburilor;

- identificarea și analizarea indiciilor asupra prezenței hidrocarburilor în adâncime cum sunt: izvoare de petrol, vulcani noroioși, emanații de gaze, gips pulverulent, ozocherită etc. Prezența în cuprinsul suprafeței



cercetate a acestora, ca indicii de suprațată sau de adâncime (identificate în sondele de prospecțiune) constituie o premiză favorabilă pentru prognoza petrolieră - gazeiferă, dar lipsa lor nu înseamnă că prognoza este negativă;

- precizarea condițiilor hidrogeologice regionale, care au semnificații esențiale în migrația și acumularea petrolului și a gazelor.

Cercetările efectuate în cadrul prospecțiunii preliminare permit acumularea unui volum important de informații geologice, care prin prelucrare și interpretare conduc la evaluarea premiselor petrolifere - gazeifere ale bazinului cercetat și la formularea unei prognoze pozitive sau negative. Dacă la scara bazinului prognoza este pozitivă, cercetarea se continuă în subetapa următoare de prospecțiune până când se pot delimita sectoare favorabile acumulărilor de hidrocarburi cum sunt zonele de ridicare majoră și sectoare nefavorabile reprezentate prin zonele depresionare majore.

### **2.3.2. PROSPECȚIUNEA DE DETALIU**

În cadrul prospecțiunii de detaliu - numită și subetapa finală - obiectivele principale de cercetare sunt reprezentate prin sectoare mai restânse din cuprinsul bazinului cercetat, sectoare caracterizate prin condiții favorabile pentru acumularea și conservarea hidrocarburilor și puse în evidență prin lucrările anterioare ale prospecțiunii preliminare. Aceste sectoare mai ridicate din cadrul bazinului pot fi reprezentate prin: anticlinorii (sau zone mai limitate din acestea), grupuri de anticlinale, domuri, ridicări morfostructurale majore etc.

În arealele identificate în etapa de cercetare anterioară, în care prognoza petrolieră - gazeiferă este pozitivă, obiectivele principale ale prospecțiunii de detaliu sunt următoarele:

- identificarea structurilor geologice, capcane potențiale pentru hidrocarburi către care au migrat petrolul și gazele după geneza lor;

- determinarea caracteristicilor geologice a acestor structuri și anume: înclinarea pe flancuri și pe terminațiile periclinale, gradul de asimetrie structurală, înclinarea planului axial, faliile care afectează structura și caracteristicile fiecăreia, vârsta faliilor și a capcanelor ș.a.m.d.;

- precizarea caracteristicilor morfometrice a capcanelor și anume: lungimea, lățimea, închiderea teoretică (verticală), numărul și grosimea complexelor de roci colectoare.

În cazul că prognoza petrolieră - gazeiferă a bazinului cercetat este pozitivă, evaluarea corectă a unei structuri geologice în curs de prospectare trebuie să țină seama de următoarele probleme:

- perioada de geneză a hidrocarburilor și apoi de expulzare, migrație și acumulare a petrolului și a gazelor;

- timpul de formare a capcanei studiate în corelație cu principalele faze de orogeneză și cu perioada de geneză, expulzare, migrație și acumulare a hidrocarburilor, determinată anterior;

- gradul de închidere a rocilor colectoare de către formațiunile protectoare din cuvertura lor;

- condițiile hidrodinamice ale capcanei, determinate după cercetările din cadrul prospecțiunii preliminare când au fost evaluate și condițiile hidrogeologice regionale ale bazinului.

Prospecțiunea de detaliu se încheie cu identificarea și conturarea fiecărei structuri geologice locale sau cu dimensiuni regionale și cu precizarea caracterelor geologice, morfometrice și petroliere ale fiecăreia. Aceste structuri geologice - sau cu un termen mai scurt și mai uzual capcanele - vor fi apoi obiectivele de interes principal pentru lucrările de cercetare din etapa de explorare, deoarece ele reprezintă sectoarele cu potențialul cel mai ridicat pentru acumularea și conservarea petrolului și a gazelor din cadrul bazinului studiat.

## **2.4. METODELE DE PROSPECȚIUNE PETROLIERĂ**

În cadrul etapei de prospecțiune (preliminară sau de detaliu) cercetarea pentru descoperirea acumulărilor petrolifere - gazeifere se realizează printr-una sau mai multe metode, folosite concomitent sau succesiv în cuprinsul aceleiași suprafețe studiate. În cadrul prospecțiunii petroliere se utilizează următoarele metode: geologice, geomorfologice, geofizice, geochemice, hidrogeologice și cu foraje iar caracteristicile lor esențiale vor fi analizate în continuare.

### **2.4.1. PROSPECȚIUNEA GEOLOGICĂ**

Această metodă se bazează pe cercetarea rocilor în aflorimente naturale sau în deschideri artificiale. Ea este completată de prospecțiunea morfologică, care cercetează formele structurale din subsol cu ajutorul formelor actuale de relief. Prospecțiunea geologică pentru petrol și gaze poate fi împărțită în două categorii și anume:

- prospecțiunea aerofotogeologică regională numită uneori și prospecțiune geomorfologică;
- prospecțiunea geologică propriu-zisă sau cartare geologică de suprafață;

Cele două metode de cercetare se efectuează succesiv sau împreună în cuprinsul suprafeței cercetate.

#### **2.4.1.1. PROSPECȚIUNEA AEROFOTOGEOLOGICĂ (TELEDETECȚIA)**

Metodele utilizate în cadrul prospecțiunii aerofotogeologice se bazează pe executarea de fotografii stereografice din avion sau din satelit și apoi studiul lor la aparatul denumit stereofotogrametru. În urma acestui studiu se poate cunoaște în mod detaliat relieful topografic, din care se deduce structura subsolului după elementele morfologice ale reliefului cum sunt: rupturi de pantă, suprafețe structurale, cueste, orientarea

rețelei hidrografice etc., de unde această metodă de cercetare a primit și denumirea de prospecțiune geomorfologică. Datorită metodelor utilizate, prospecțiunea aerofotogeologică mai este denumită și teledetecție.

Prospecțiunea aerofotogeologică a fost utilizată încă din anii '20 ai secolului XX, când au început să se realizeze fotografii din avion. Aplicarea ei pe scară largă a avut loc mai târziu, după inventarea stereofotogrametrului și a fotografiilor stereografice, dar mai ales după lansarea sateliților artificiali ai Pământului și perfecționarea continuă a tehnicii de teledetecție, cum este înregistrarea de imagini ale scoarței terestre cu diverse lungimi de undă, de la cele vizibile până la cele invizibile vederii umane.

Metodele de cercetare aerofotogeologică se folosesc mai ales în cadrul prospecțiunii preliminare. Cu ajutorul lor vor fi delimitate suprafețe mai restrânse în cadrul bazinului cum sunt zonele de ridicare majoră, de ridicare locală, de fracturi regionale ș. a., care vor face obiectul prospecțiunii detaliate, obligatorie prin observații geologice directe sau dacă nu sunt aflorimente cu metode geofizice sau cu foraje de prospecțiune.

Legea dezvoltării, pe perioade mari de timp, a conservării și a exprimării în relieful topografic a elementelor structurale din bazinele de platformă, intermuntoase și de avanfosă reprezintă baza teoretică a prospecțiunii aerofotogeologice. Această lege se manifestă nu numai la scara structurilor locale ci și pe întreg cuprinsul bazinelor de sedimentare. Procesele endogene, care produc deformarea rocilor, modifică și morfologia suprafeței terestre astfel că, ele condiționează nu numai repartizarea spațială a denudației ci și deplasarea și acumularea materialului provenit în urma proceselor de eroziune; totodată ele condiționează și litofaciesul sedimentelor pentru că în mare măsură modifică și relieful fundului mărilor, oceanelor, lacurilor, deci a principalelor areale depozitionale.

În relieful topografic foarte adesea sunt exprimate structurile locale și cu atât mai mult cele regionale. Această "exprimare" poate fi directă - de exemplu ridicărilor morfologice de la suprafața reliefului le corespund ridicări structurale aflate în adâncime, iar depresiunile morfologice s-au instalat pe depresiunile structurale din adâncime - sau inversă și anume depresiunilor morfologice care apar în centrul anticlinalelor sau proeminențelor reliefului le corespund în adâncime structuri de tip sinclinal. Aceste aspecte geomorfologice în corespundență directă sau inversă cu structurile geologice din adâncime sunt influențate în mare măsură de litologia, gradul de compactare și de rezistența la eroziune a rocilor.

Prospecțiunea aerofotogeologică sau teledetecția a fost utilizată cu succes în bazine foarte diferite și anume: bazinele din jurul Golfului Persic, bazinele Saharei, regiunile ecuatoriale de junglă, regiunile de deșert ale Africii, bazinele din California și din Texas, bazinele Volga - Ural, Timan - Peciora, Siberia de Vest, Prebaltic, Kazahstan ș.a. Cu ajutorul său au fost identificate axe anticlinale, zone de falii majore, monoclinale regionale și alte tipuri de structuri locale și regionale. Pe baza cercetărilor aerofotogeologice s-au descoperit unele din marile zăcămintele petrolifere - gazeifere ale lumii cum sunt cele situate în bazinele Texas, Siberia de Vest, Golful Persic, Sahara, Volga - Ural ș.a.

Abramenko (1969) arăta că pe vastele teritorii ale fostei U.R.S.S., din cca. 3400 structuri locale, 32% se reflectă în morfologia reliefului, iar din cele cca. 540 de acumulări petrolifere - gazeifere din sudul ei, cea mai mare parte (90%) se situează în structuri vizibil exprimate în relieful topografic. Această statistică, întocmită după descoperirea zăcămintelor de hidrocarburi arată însemnătatea aerofotogeologiei în prospecțiunea petrolieră. Totuși, trebuie precizat că statistica amintită mai sus a fost făcută după descoperirea acumulărilor petrolifere - gazeifere iar - în majoritatea cazurilor - corelarea formelor pozitive de relief cu structurile

geologice cu hidrocarburi din adâncime s-a făcut mai târziu, după trecerea lor în exploatare astfel că, prospecțiunea aerofotogeologică nu a contribuit la descoperirea tuturor zăcămintelor de hidrocarburi, din imensul număr menționat mai sus.

Prospecțiunea aerofotogeologică pune bazele celorlalte metode de prospecțiune petrolieră prin conturarea în cadrul bazinului a zonelor mai ridicate în care vor fi efectuate prospecțiuni geologice, geofizice sau cu foraje.

#### **2.4.1.2. PROSPECȚIUNEA GEOLOGICĂ PROPRIU-ZISĂ**

Această metodă - cunoscută cel mai mult sub denumirea de cartare geologică de suprafață - este folosită pe scară largă de toți geologii în regiunile cu deschideri ale formațiunilor la zi. După cum se cunoaște, ea se realizează prin observații directe asupra rocilor în aflorimente naturale și artificiale. Cartarea geologică de suprafață se poate realiza atât în prospecțiunea preliminară cât și în cea de detaliu, în funcție de densitatea punctelor de observație. Cu ajutorul ei se realizează cea mai completă cercetare a rocilor și a formațiunilor din profilul deschis în aflorimente. Eficiența ei este mult mai mare în regiunile cu geologie deschisă prin eroziune, cum sunt bazinele muntoase sau premuntoase cutate, în comparație cu bazinele cu relief de câmpie, acoperite cu depozite foarte tinere (recente), orizontale, cum sunt bazinele de platformă.

În multe cazuri, aflorimentele naturale sunt rare datorită faptului că rocile mai vechi sunt acoperite cu o cuvertură cuaternară subțire sau chiar cu sol vegetal și cartarea geologică de suprafață este incompletă. În asemenea situații apare necesitatea unor date suplimentare, obținute din aflorimente artificiale ca rezultat al executării unor lucrări auxiliare cum sunt decopertările, șanțurile, puțurile și forajele manuale.

În cadrul cartării geologice de suprafață se înregistrează mai multe tipuri de date de observație cu privire la:

- litologia, elementele paleontologice și stratigrafia rocilor din aflorimente;
- poziția rocilor și raporturile dintre ele (concordanță, discordanță, regresiiune, transgresiiune etc.);
- rocile sursă de hidrocarburi;
- rocile colectoare;
- rocile de cuvertură;
- accidentele tectonice și descrierea caracteristicilor acestora;
- indicii de suprafață ai petrolului și ai gazelor naturale cum sunt: izvoarele de petrol, mofetele, vulcanii noroiși, ozocherita etc., care sugerează prezența în adâncime a acumulărilor petrolifere - gazeifere;
- evaluarea premiselor petrolifere - gazeifere a zonei studiate.

Rezultatele cartării geologice sunt prezentate sub formă de hărți geologice, secțiuni geologice, coloane geologice (toate cu mai multe variante), pe care sunt descrise sub formă de simboluri rocile bituminoase, colectoare, protectoare, indicii de suprafață ai petrolului și ai gazelor naturale și tipurile de structuri. Raportul geologic care se întocmește de obicei la sfârșitul prospecțiunii geologice trebuie să cuprindă într-o formă sistematizată toate tipurile de date observate și examinate într-un număr cât mai mare de puncte de observație pentru a releva cât mai complet caracteristicile geologice și petroliere (dacă prognoza este pozitivă) a bazinului cercetat.

## **2.4.2. PROSPECȚIUNEA GEOFIZICĂ**

Cercetarea formațiunilor geologice cu ajutorul metodelor de prospec-țiune geofizică în scopul descoperirii zăcămintelor de petrol și gaze are o serie de avantaje sub aspect practic și economic. Astfel în comparație cu alte metode, prospecțiunea geofizică prezintă numeroase avantaje:

- oferă informații despre formațiunile geologice situate în bazinele

cu geologie "ascunsă" de depozite cuaternare sau chiar mai noi (atunci când sunt situate onshore) sau sunt acoperite de apele oceanului planetar (când bazinele sunt situate în domeniul acvatorial);

- informațiile sunt obținute de la adâncimi mari, inaccesibile cu alte metode (cu excepția forajelor care sunt însă foarte costisitoare), într-un timp mult mai scurt;

- acoperă o suprafață de cercetare mult mai mare și într-un timp mult mai scurt;

- prezintă eficiență economică ridicată deoarece cheltuielile sunt mici iar ele sunt recuperate într-un timp relativ scurt.

Avantajele oferite de prospecțiunea geofizică au făcut ca astăzi cercetarea petrolieră să fie însoțită permanent de măsurătorile geofizice astfel că, alegerea locului cel mai potrivit pentru forajul unei sonde care caută petrol se face numai după prelucrarea și interpretarea adecvată a datelor geofizice, în special a celor seismice.

Dezavantajele metodelor de prospecțiune geofizică constau în faptul că informațiile primare obținute sunt de natură fizică iar transpunerea lor în termeni geologici este de cele mai multe ori laborioasă și dificilă. În prezent, aceste dezavantaje au fost în cea mai mare parte înlăturate prin utilizarea unor tehnologii adecvate pentru achiziția datelor și de asemenea prin folosirea tehnicii automate de prelucrare și interpretare a informațiilor geofizice.

Metodele de prospecțiune geofizică utilizate în cercetarea petrolieră se bazează pe măsurarea variației unor proprietăți naturale ale rocilor: susceptibilitatea magnetică, densitatea, radioactivitatea, rezistivitatea sau conductibilitatea electrică, etc. Astfel ele studiază anomaliile câmpurilor fizice naturale ale Pământului cum sunt: câmpul magnetic, câmpul gravimetric, câmpul electric și anomaliile acestora precum și anomaliile radioactivității naturale. Alte metode geofizice se bazează pe măsurarea



variației proprietăților fizice provocate cum sunt: viteza de propagare a undelor elastice (seismometria), rezistivitatea rocilor sau potențialul electric provocat (electrometria) etc.

Pomind de la proprietățile naturale sau provocate ale rocilor, metodele geofizice de prospecțiune au primit denumiri specifice cum sunt: prospecțiune gravimetrică, prospecțiunea magnetometrică, prospecțiunea electrometrică și prospecțiunea seismometrică; la rândul lor, fiecare din aceste metode pot cuprinde mai multe variante.

#### **2.4.2.1. PROSPECȚIUNEA SEISMICĂ**

Denumită "regina geofizicii" de prof. Radu Botezatu (1986, comunicare personală), prospecțiunea seismică este cea mai importantă metodă geofizică utilizată în prospecțiunea petrolieră. În comparație cu celelalte metode de prospecțiune geofizică, ea necesită o aparatură mult mai numeroasă și mai sofisticată, dar rezultatele - uneori spectaculoase în ceea ce privește descoperirea zăcămintelor de petrol și gaze - sunt pe măsura investițiilor și a evoluției tehnologiilor de achiziție a datelor și de prelucrare și interpretare a lor. Această metodă se bazează pe de o parte pe producerea în anumite puncte situate la suprafața regiunii prospectate a unor unde elastice cu caracteristici bine definite (frecvență, amplitudine etc.), iar pe de altă parte pe înregistrarea sosirilor la suprafață a acestor unde după ce au fost deviate în subsol de limitele de separație ale elementelor geologice cercetate.

Metodele de prospecțiune seismică, după tipul undelor înregistrate - dintre care utile în seismică sunt cele longitudinale - pot fi împărțite în două mari grupe:

- metode bazate pe refracția undelor elastice;
- metode bazate pe reflexia undelor elastice.

Metodele de prospecțiune seismică bazate pe refracția undelor elastice folosesc numai unda directă ("(unda de suprafață") și undele

reflectate total. Astfel, metoda cea mai simplă și care a fost utilizată aproape în exclusivitate până în ultimii ani - bazată pe folosirea celor două tipuri de unde longitudinale care se propagă în subsol - poartă numele de metoda primelor sosiri. În prospecțiunea petrolieră, metodele de refracție sunt folosite mai rar însă atunci când sunt utilizate, ele se aplică pentru conturarea adâncimii fundamentului bazinelor de sedimentare (când acesta are adâncime relativ mică, sub 10 km) determinându-se astfel grosimea cuverturii sedimentare care constituie umplutura acestor bazine.

Metodele de prospecțiune seismică bazate pe reflexia undelor elastice sunt cele mai utilizate în prospecțiunea petrolieră; ele folosesc undele elastice care se reîntorc la suprafață, după ce au fost deviate prin reflexia în subsol de una sau mai multe dintre limitele de separație ale elementelor geologice. Aceste metode se concretizează în mai multe procedee, a căror aplicare are loc de la caz la caz, în funcție de caracteristicile structurii geologice care urmează a fi cercetată.

Procedeul cel mai utilizat, atât în cazul metodelor de reflexie cât și al celor de refracție este cel al corelației continue pe profil a undelor reflectate, respectiv refractate sau - cu alte cuvinte - al profilării prin reflexie și respectiv prin refracție. În prospecțiunea petrolieră, cea mai mare utilizare practică o are corelația pe profil a undelor reflectate sau profilarea prin reflexie.

Reprezentarea grafică a rezultatelor prospecțiunii seismice se face pe profile seismice denumite de multe ori "secțiuni verticale de timp" pentru că înregistrarea undelor elastice se face în coordonate timp - lungime; timpul exprimat de obicei în milisecunde este în ordonata profilului. Aceste profile seismice sau secțiuni de timp după o prelucrare și interpretare adecvată vor conduce la secțiunile de adâncime, practic veritabile secțiuni geologice. În cadrul etapei de prelucrare - în care computerele performante joacă rolul principal - problema cea mai dificilă

este determinarea vitezei undelor elastice în subsol, ținând seama de litologia variată, tipul de fluide saturante și de gradul de compactare al diferitelor tipuri de roci parcurse de aceste unde. Fără a insista asupra acestor aspecte, cu titlu informativ trebuie amintit că viteza de propagare a undelor elastice în seismica de reflexie poate fi determinată în două moduri:

- direct, prin seismocarotaj și carotajul continuu al vitezei, care necesită existența unor sonde, astfel că operația este costisitoare;
- indirect, însă cu o precizie mai scăzută, prin utilizarea diverselor relații matematice bazate pe hodografii de reflexie construite după seismograme.

Pe profilele seismice care - așa cum s-a menționat - sunt de fapt secțiuni verticale de timp sunt înregistrate reflexiile stratelor, faliilor etc. Aceste profile seismice permit trasarea izocronelor (linii egale de timp) iar apoi, pentru a le transforma în izobate (linii de egală adâncime) se utilizează una din cele două metode amintite mai sus.

Una dintre problemele esențiale în prospecțiunea seismică este identificarea precisă a reperelor seismice, iar pentru prospecțiunea petrolieră este absolut necesară stabilirea adâncimii acoperișului și patului rocilor colectoare și a ecranelor (falii, discordanțe, efilări etc.) care ecranează capcanele. Aceste cerințe se realizează cu ajutorul profilelor seismice verticale (PSV), profilelor seismice oblice (PSO), carotajelor acustice, filmelor sintetice seismice, care vor permite corelarea timp - adâncime a secțiunilor seismice de timp. Datorită calității ridicate a rezultatelor obținute, cele mai utilizate pentru transformarea profilelor seismice de timp în secțiuni seismice de adâncime, practic secțiuni geologice sunt profilele seismice verticale (PSV) și profilele seismice oblice (PSO), al căror principiu de înregistrare este ilustrat în fig. 5 și respectiv în fig. 6.

În general prospecțiunea seismică pentru petrol nu este bine adaptată la studiul structural al zăcămintelor de hidrocarburi de dimensiuni relativ mici și situate la adâncime mare. Pe de o parte, ținând

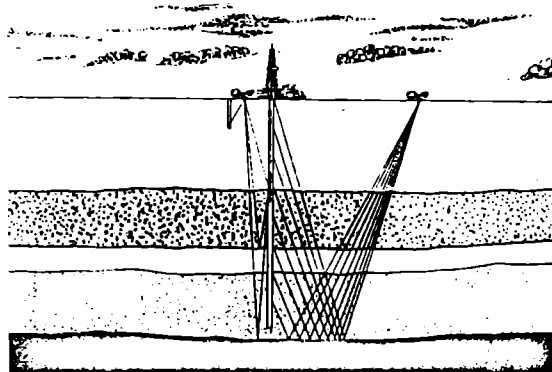


Fig 5. Profil seismic vertical (PSV) și profil seismic oblic (PSO) (modificat după Cossé, 1988)

seama de dimensiunile structurii geologice, rețeaua de înregistrare este prea rară, iar pe de altă parte, sursele de energie (explozibil, vibroseis-uri și tunuri cu aer) și dispozitivele de înregistrare trebuie să fie mai bine corelate cu adâncimea la care se găsește capcana. În

ceea ce privește rețeaua seismică de prospecțiune petrolieră, foarte rar ea coboară sub un kilometru, în timp ce pentru studiul capcanelor cu dimensiuni relativ mici se impune ca profilele să fie situate la intervale de 500 m, 250 m sau chiar de 100 m.

Datorită faptului că seismica clasică bidimensională (2D) prezintă inconvenientul că transferă toate evenimentele de reflexie la verticala profilului și astfel deformează imaginea formațiunilor geologice din subsol, în perioada anilor 90' a început să se dezvolte seismica tridimensională (3D). Pentru prospecțiunea petrolieră a capcanelor, seismica 3D utilizează profile seismice la o echidistanță de 50 m, iar interpretarea acestor profile, prin migrația lor în trei dimensiuni aduce reflexiile la locul

lor real din subsol. Deși foarte costisitoare și mult mai laborioasă decât seismica 2D, aplicarea seismicii 3D s-a impus din ce în ce mai mult în studiul zăcămintelor de hidrocarburi.

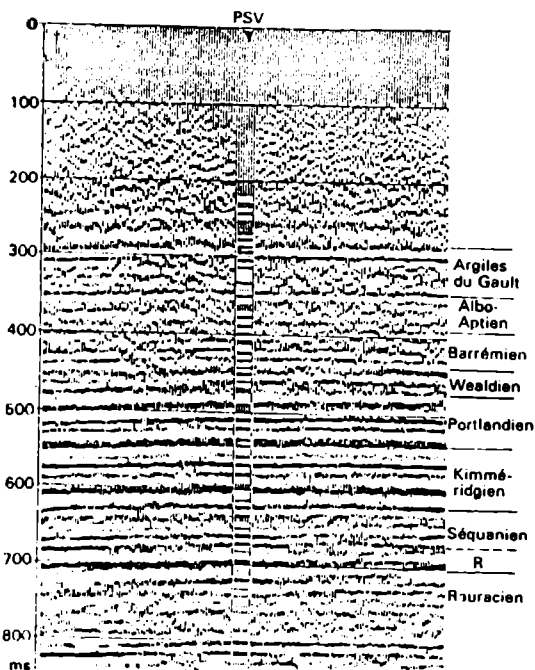


Fig 6 Corelarea unui profil seismic vertical (PSV) cu reperele seismice pe o secțiune seismică de reflexie (modificat după Cossé, 1988)

Prima sondă săpată în zonă pentru testarea zăcămintului a întâlnit sarea la nivelul complexului litologic presupus, pe baza prospecțiunii seismice în varianta 2D că este saturat cu hidrocarburi și astfel sonda a fost abandonată. La începutul anului 1983 s-au executat prospecțiuni seismice cu metoda 3D iar rezultatele obținute au fost spectaculoase.

Astfel, pe de o parte prin compararea profilului seismic în varianta 2D, care

trece prin prima sondă forată cu un profil executat cu metoda 3D situat pe același aliniament, pe acesta din urmă se poate observa o rezoluție mult mai bună a amplitudinilor (legată de acumulările de hidrocarburi), o poziționare mai bună a reflexiilor, o energie mai scăzută a evenimentelor seismice încrucișate și o imagine mai clară a interfeței sare - sedimente

(fig. 7). Pe de altă parte, profilul seismic 3D arată că prima sondă a fost amplasată aproape în cea mai nefavorabilă poziție privind explorarea petrolieră a structurii geologice cercetate și anume imediat mai jos de un strat colector, însă cu grosime mică și puțin mai sus de un complex litologic saturat cu hidrocarburi, cu grosime mare. Astfel prima sondă săpată a avut slabe indicații de hidrocarburi pentru că, ea a trecut pe lângă acumularea gazeiferă principală.

Profilele seismice în varianta 3D au permis conturarea hărților

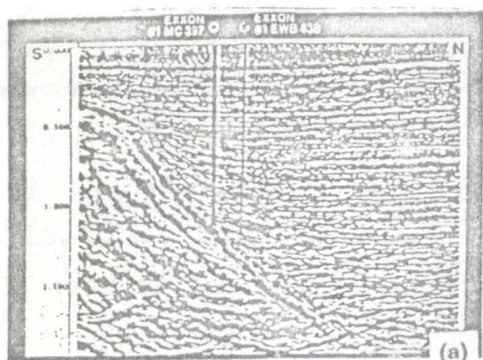
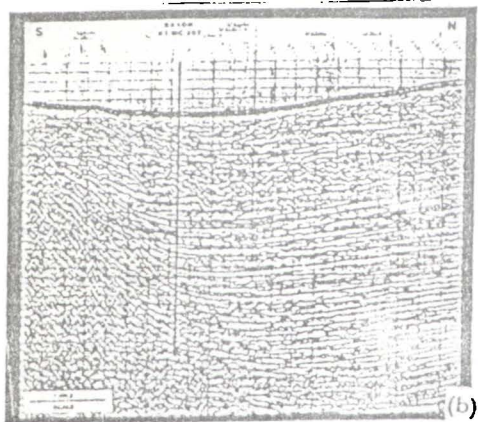


Fig. 7. Profile seismice înregistrate pe zăcământul Alabaster (SUA):

- a) cu metoda 3D
- b) cu metoda 2D



structurale ale zăcământului Alabaster, cu un grad mult mai ridicat decât prin utilizarea metodelor 2D. Astfel noile hărți ale zăcământului Alabaster arată o imagine structurală mult mai precisă și complet diferită de aceea

inițială (fig. 8). Pe baza configurațiilor structurale oferite de metoda 3D au fost forate noi sonde în poziții structurale mult mai bune decât prima sondă, care au condus la descoperirea unei importante acumulări de gaze, cu rezervele recuperabile fiind de peste 360 trilioane picioare cubice de gaze.

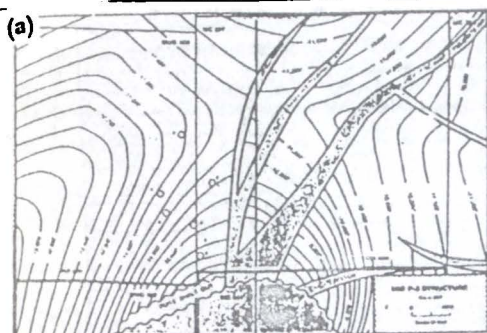
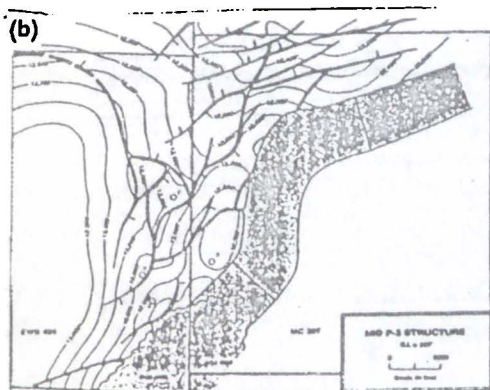


Fig.8. Hărți structurale ale zăcământului Alabaster(SUA):  
a) după datele seismicii în varianta 2D; b) după datele seismicii în varianta 3D



În unele cazuri prospecțiunea seismică poate să sesizeze prezența gazelor într-o capcană și într-o măsură mai redusă existența petrolului. Prezența gazelor într-un zăcământ (mai puțin a petrolului) determină diminuarea densității aparente "d" a rocii colectoare și astfel se reduce viteza de propagare a undelor elastice ("v").

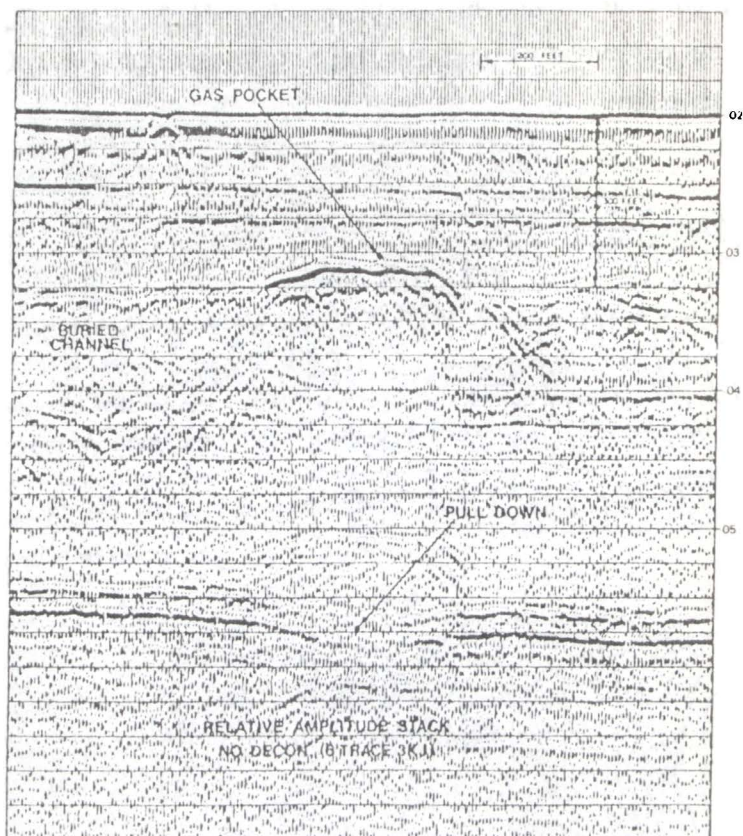


Fig 9. Bright-spot-uri caracteristice acumularilor gazeifere  
(modificat după Cosse, 1988)

Pe un profil seismic contrastul de impe-danță acustică " $z$ " ( $z = v \cdot d$ ) între roca saturată cu gaze și cuverlură, sau între zona cu gaze (sau petrol) și acvifer va conduce la coeficienți de reflexie ridicați care dau naștere la diferite reflexii puternice, uneori extrem de accentuate, configurând zona gazeiferă și în cazuri mai rare pe aceea petroliferă. Aceste reflexii accentuate, după tipul și modelul de de înscriere pe



profilul seismic și după zona în care apar au primit diferite denumiri cum sunt: bright-spot, flat-spot sau pull-down (fig. 9).

Situațiile în care prospecțiunea seismică poate să ofere informații despre prezența hidrocarburilor (în special a gazelor) sunt totuși destul de rare; ele sunt limitate pe de o parte de contrastul de densitate dintre caver-tură și rocile saturate cu hidrocarburi și cele saturate cu apă precum și de adâncimea la care se găsește zăcământul, iar pe de altă parte de tehnologia de înregistrare și apoi de capacitatea și de calitatea prelucrării și interpretării profilelor seismice, capabile să ofere date utile privind eventualele acumulări petrolifere - gazeifere din subsolul regiunii cercetate.

#### **2.4.2.2. PROSPECȚIUNEA GRAVIMETRICĂ**

Înregistrarea sau achiziția datelor gravimetrice se poate face cu ajutorul diferitelor tipuri de aparate: balanța de torsiune, pendulul și gravimetrul static, dintre care ultimul este utilizat aproape în exclusivitate pentru prospecțiunea gravimetrică.

În cadrul acestui curs se consideră că este mult mai utilă discutarea - pe scurt - a modului de reprezentare a datelor gravimetrice împreună cu concluziile de ordin geologic, decât prezentarea tuturor etapelor de lucru, de la achiziția datelor și până la procesarea și interpretarea lor mai ales că ele nu fac obiectul acestui curs. După înregistrarea datelor se face calculul și compensarea valorilor relative ale câmpului gravității măsurate și apoi prin aplicarea unor reduceri geofizice asupra valorilor brute ale câmpului și prin calcule destul de complicate are loc identificarea și separarea anomaliilor câmpului gravității. În general, prelucrarea anomaliilor gravimetrice este operația care precede și pregătește interpretarea geologică a prospecțiunilor gravimetrice. Această operație - la fel de importantă ca și celelalte - urmă-rește - prin diverse metode - separarea anomaliilor gravimetrice în anomalii produse de surse anormale

individuale și conturarea acestor surse sub forma unor corpuri geometrice a căror configurație este asemănătoare cu aceea a a obiectelor geologice care le-au generat.

Pentru un sistem de puncte de înregistrare din cuprinsul suprafeței prospectate și pentru o utilizare cât mai eficientă a datelor măsurate în vederea interpretării acestora din punct de vedere geologic are loc reprezentarea cartografică a anomaliei câmpului gravității în reducerea Bouguer. Această reprezentare se poate face în două moduri și anume:

- reprezentarea prin profile de variație, atunci când prospecțiunea gravimetrică se efectuează pe profile rare sau pentru a ilustra mai sugestiv anomaliile în cazurile când profilele sunt dese. Reprezentarea prin profile se face prin raportarea la scară la verticala punctelor de măsurare a valorilor anomaliei gravității, puncte care apoi se unesc printr-o linie continuă ce oferă aspectul variației aceste mărimi pe direcția profilului. Asemenea profile sunt foarte sugestive pentru interpretarea distribuției de masă din subsol și cu ajutorul lor se pot formula diverse ipoteze despre structura geologică care a provocat anomaliile gravimetrice măsurate;

- reprezentarea prin hărți cu curbe de egală valoare a câmpului gravității, denumite hărți gravimetrice. Aceste hărți se folosesc atunci când repartiția punctelor de înregistrare pe suprafața prospectată este relativ uniformă, iar punctele sunt suficient de dense. Pe un plan de situație sunt înscrise - la verticala punctelor de înregistrare - valorile anomaliilor gravimetrice și apoi prin interpolare se obțin curbele de egală valoare a acestei mărimi fizice, iar în final rezultă harta anomaliilor gravimetrice în reducerea Bouguer. Aceste hărți ne oferă informații asupra întinderii și dezvoltării laterale a zonelor de minim și de maxim gravimetric, iar cu ajutorul lor se poate face o interpretare mai bună a structurilor geologice din adâncime, pornind de la deficitele și respectiv excesele de masă care le-au provocat.

Aceste reprezentări cartografice ale anomaliilor câmpului gravitației în reducerea Bouguer - corelate cu conturarea corpurilor geometrice de o formă comparabilă cu aceea a structurilor geologice generatoare de anomalii - oferă după prelucrarea datelor măsurate, o interpretare geologică a anomaliilor gravimetrice din adâncime, utile pentru prospecțiune petrolieră. Contrastele de masă care dau anomalii gravimetrice pot să apară datorită următoarelor cauze geologice, a căror cunoaștere este foarte utilă pentru prospecțiunea petrolieră și anume:

- elemente tectonice (cute anticlinale și sinclinale, falii, flexuri etc.);
- variații laterale de litofacies;
- variația tipului de rocă din subsol, datorită contactelor geologice (tectonice sau stratigrafice) și a injecției de roci eruptive în roci sedimentare;
- prezența unor minerale utile în concentrații importante (comerciale), cum este sarea (halitul), care atunci când atinge grosime mare și este ajutată și de mișcările tectonice tangențiale se manifestă sub formă de diapir, situație care - după cum se cunoaște - conduce la crearea de numeroase capcane favorabile acumulării petrolului și gazelor naturale.

Prospecțiunea gravimetrică oferă - de asemenea - informații despre adâncimea fundamentului bazinelor de sedimentare și respectiv despre marile zone de ridicare și depresionare ale acestora, despre variația grosimii cuverturii și a structurii acesteia. Cu ajutorul acestei metode de prospecțiune se pot determina e structurale ale diverselor cute, inclusiv ale cutelor diapire, se pot contura masive de sare acoperite de cuverturi sedimentare subțiri și de asemenea se pot identifica atât faliile locale dar mai ales fracturile cu dezvoltare regională.

În zona Gulf Coast din bazinul Golfului Mexic, în apropierea țărmului cu statul Louisiana (S.U.A.), cu ajutorul prospecțiunilor gravimetrice, încă din deceniul al patrulea al secolului nostru au fost

descoperite numeroase structuri geologice de tipul diapirelor, care au controlat formarea zăcămintelor gigantice din această zonă, acumulări petrolifere - gazeifere care sunt exploatate și în prezent. De asemenea prospecțiunea gravimetrică a ajutat la descoperirea unor gigantice acumulări petrolifere - gazeifere din bazinul Volga - Ural. Exemplele ar putea continua și în alte regiuni de pe globul terestru.

În România, prospecțiunea gravimetrică - coordonată în mare măsură de prof. Iulian Gavăt - a fost utilizată cu deosebit succes încă din anii 40' pentru descoperirea acumulărilor de petrol și gaze din zona cutelor diapire (Muntenia Centrală), iar în bazinul Transilvaniei ea a contribuit la punerea în evidență a numeroase domuri gazeifere. În anii 70' prospecțiunile gravimetriche au oferit o primă imagine structurală a platoului continental românesc al Mării Negre, contribuind astfel la descoperirea de mai târziu a zăcămintelor de petrol și gaze acumulate în structurile Lebăda (Est și Vest) și Sinoe.

#### **2.4.2.3. PROSPECȚIUNEA MAGNETOMETRICĂ**

Această metodă de prospecțiune geofizică se bazează pe măsurătorile asupra valorilor relative ale câmpului geomagnetic. Ele constau în determinarea variației elementelor câmpului geomagnetic (componenta verticală -  $\Delta Z$  și componenta orizontală -  $\Delta H$ ) sau a variațiilor câmpului geomagnetic -  $\Delta T$ . Cauza acestor anomalii geomagnetice este prezența unor roci sau minerale cu proprietăți magnetice diferite de a rocilor înconjurătoare, acumulate în pătura superioară a litosferei.

Identificarea și delimitarea acestor anomalii prezintă un interes deosebit în rezolvarea anumitor probleme geologice cum este descoperirea zăcămintelor de substanțe utile (mai ales solide). Pentru cercetarea petrolieră, prospecțiunea magnetometrică este utilă pentru că

ea ajută la descifrarea structurii fundamentului bazinelor de sedimentare și la stabilirea adâncimii acestuia.

În mod asemănător cu prospecțiunea seismică și gravimetrică nu se va insista asupra metodologiei de achiziție a datelor, de prelucrare și de interpretare a lor, pentru că ele fac obiectul altor discipline, însă considerăm că este utilă ilustrarea a modului de reprezentare a rezultatelor obținute de la lucrările de prospecțiune magnetometrică.

Pentru ca datele prospecțiunilor magnetometrice să fie mai sugestive și pentru o interpretare mai bună a lor din punct de vedere geologic, rezultatele obținute se reprezintă cartografic sub formă de profile sau hărți cu anomalii geomagnetice. În cazul unor mărimi magnetice, cum este de exemplu componenta orizontală sau câmpul total, pe lângă reprezentarea intensității lor (direct sau sub formă de anomalii) se mai folosește și reprezentarea vectorială în plan (pentru componenta orizontală) sau în secțiuni verticale (pentru câmpul total). Acest mod de reprezentare ajută la localizarea mai precisă a maselor magnetice din subsol, deoarece apare în plus direcția și sensul mărimii magnetice analizate.

În prospecțiunea petrolieră, măsurătorile valorilor relative ale elementelor câmpului geomagnetic ajută la stabilirea adâncimii și structurii fundamentului precum și a grosimii cuverturii sedimentare a bazinelor cercetate. Cu ajutorul lucrărilor de prospecțiune magnetometrică se determină structurile geologice regionale din adâncime cum sunt: marile zone de ridicare și de coborâre ale bazinelor (în special a celor de tip platformic), zone care au implicații deosebit de importante în oleogeneză și în formarea acumulărilor de hidrocarburi.

#### **2.4.2.4. PROSPECȚIUNEA ELECTROMETRICĂ**

Metodele de prospecțiune electrometrică se bazează pe fenomene electrice naturale din subsol sau folosesc fenomene electrice provocate

prin utilizarea curentului electric continuu sau a curentului alternativ. În general lucrările de prospecțiune electrometrică se efectuează prin profilare electrică continuă, profilele electrice fiind relativ paralele în regiunea cercetată. Pe baza datelor obținute de la toate profilele din regiune se construiesc hărți cu izolinii ale valorilor de rezistivitate aparentă, denumite hărți cu izoohme. Aceste hărți oferă o imagine sugestivă asupra variației acestui parametru fizic, pe o grosime constantă a subsolului, ilustrând în felul acesta particularitățile structurilor geologice.

În cercetarea petrolieră, metodele de prospecțiune electrometrică sunt mai puțin utilizate. Atunci când condițiile geologice sunt favorabile, ele oferă informații utile de la adâncime mică (cel mult 1000 m), despre configurația posibilelor structuri geologice din subsol, în care ar putea fi constituite zăcămintele de petrol și gaze.

### **2.4.3. PROSPECȚIUNEA GEOCHIMICĂ**

În domeniul activității pentru descoperirea zăcămintelor de petrol și gaze, prospecțiunea geochimică însoțește și completează prospecțiunea geologică, fiind una dintre metodele de cercetare foarte utilizate în geologia zăcămintelor de hidrocarburi. Metodele de prospecțiune geochimică se aplică după ce s-au descifrat problemele de geologie regională, eventual după încheierea prospecțiunii geologice de detaliu astfel că, ea se poate efectua pe suprafețe mai restânse, corespunzătoare arealelor favorabile acumulării hidrocarburilor, delimitate în ultima fază de prospecțiune; de asemenea cercetarea geochimică se continuă și în perioada etapei de explorare, după deschiderea prin foraje a formațiunilor geologice purtătoare de petrol și gaze.

Prospecțiunea geochimică se bazează pe principiul că hidrocarburi - în special cele gazoase - migrează lent spre suprafață din zăcămintele de petrol și gaze aflate în subsolul regiunii cercetate; o parte din aceste hidrocarburi, după ce ajung la suprafața scoarței terestre se

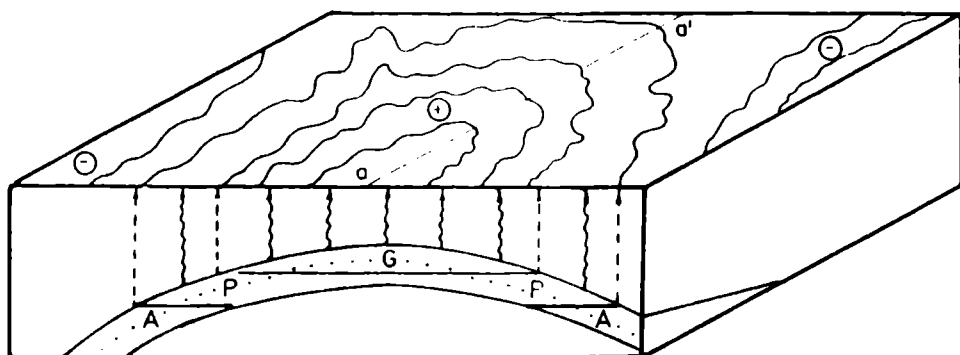


Fig.10. Formarea anomaliilor geochimice pe verticală zăcământului de petrol și gaze.

a-a-oxul anomaliilor care coincide cu axul structurii; ↗ migrația hidrocarburilor; P-petrol; G-gaze; A-apă de zăcământ; — izolinii de conținut în hidrocarburi; ⊕ anomalie geochimică pozitivă; ⊖ anomalie geochimică negativă.

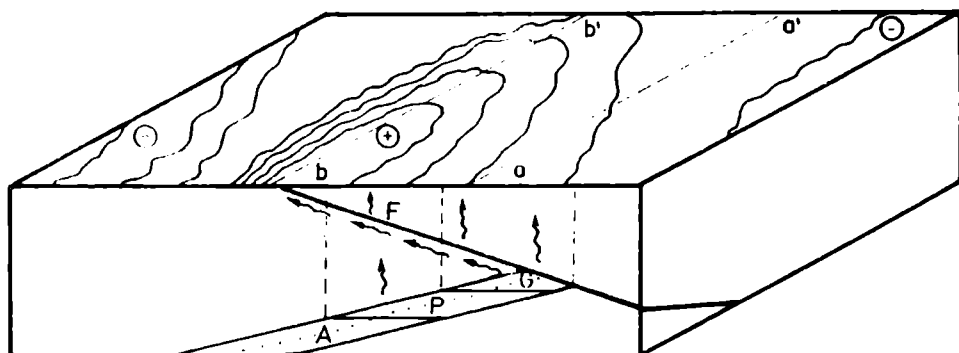


Fig.11. Formarea anomaliilor geochimice deplasate față de verticala zăcămintelor de petrol și gaze.

a-a' axul vertical al zăcământului; b-b' axul anomaliilor; F-falție contrară; P-petrol; G-gaze; A-apă de zăcământ; ↗ migrația hidrocarburilor; — izolinii de conținut în hidrocarburi; ⊕ anomalie geochimică pozitivă; ⊖ anomalie geochimică negativă.

pierd în atmosferă sau în apa bazinului de sedimentare iar cealaltă parte este dizolvată în pânzele de apă freatică sau poate să rămână în porii rocilor sau ai solului. În apele freatice, roci sau sol - pe verticala corespunzătoare acumulărilor de petrol și gaze aflate în subsol, în comparație cu zonele adiacente acestora - se găsesc în cantitate mult mai mare bitumene naturale, în special de tipul gazelor hidrocarburice constituind așa numitele aureole sau anomalii geochemice. Chiar dacă conținutul de hidrocarburi este extrem de redus (mai puțin de 0,1%), el este semnificativ mai mare decât al sectoarelor învecinate, astfel că anomaliile de maxim se dispun - în general - deasupra zăcămintelor aflate în adâncime.

Forma anomaliilor maxime este determinată de forma și caracterul zăcămintului ca și de poziția accidentelor tectonice care îl afectează astfel că, zăcămintele stratiforme sau masive constituite în anticlinale nefaliate vor produce anomalii de formă eliptică asimetrică (fig. 10), iar zăcămintele stratiforme cu rezervoare de tip monoclinale ecranate tectonic sau stratigrafic vor genera anomalii foarte alungite și asimetrice (fig. 11 și 12).

Interpretarea corectă a anomaliilor geochemice trebuie să țină seama de particularitățile structurii geologice pentru că, în unele cazuri aureola geochemică poate fi deplasată față de verticala corespunzătoare zăcămintului. Așa este cazul zăcămintelor stratiforme ecranate tectonic cu rezervoare de tip monoclinale închise de o falie conformă și cu înclinare mică, care permite migrația mai consistentă pe planul de falie decât în alte zone (fig. 12). În cazul anticlinalelor faliat, dismigrația hidrocarburilor generează anomalii geochemice alungite, care se centrează pe verticala faliilor care afectează acumularea petroliferă - gazeiferă (fig. 13).

Interpretarea corectă a anomaliilor geochemice și corelarea adecvată a lor cu zăcămintele de petrol și gaze trebuie să țină seama de conținutul în omologii superiori ai metanului (etan, propan și butan),



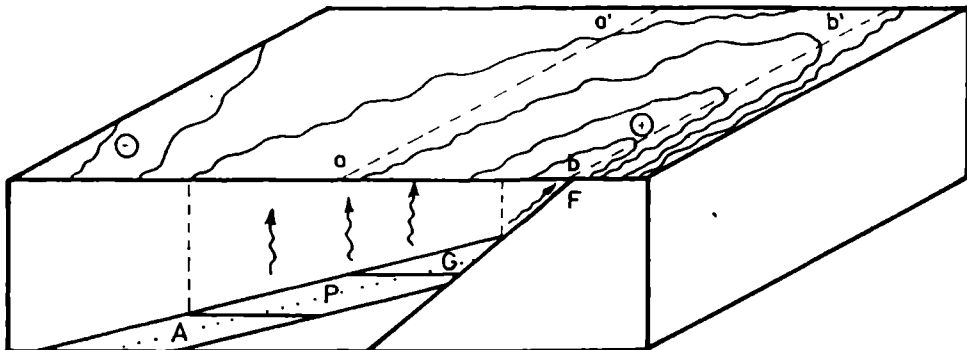


Fig. 12. Formarea anomaliilor geochimice deplasate față de verticala zăcămintelor de petrol și gaze.

a-a'- axul verticalei zăcămintului; b-b'- axul anomaliei; F-falie conformă; P-petrol; G-gaze; A-opă de zăcământ; — izolinii de conținut în hidrocarburi; ⊕-anomalie geochimică pozitivă; ⊖-anomalie geochimică negativă; ↗-migrația hidrocarburilor

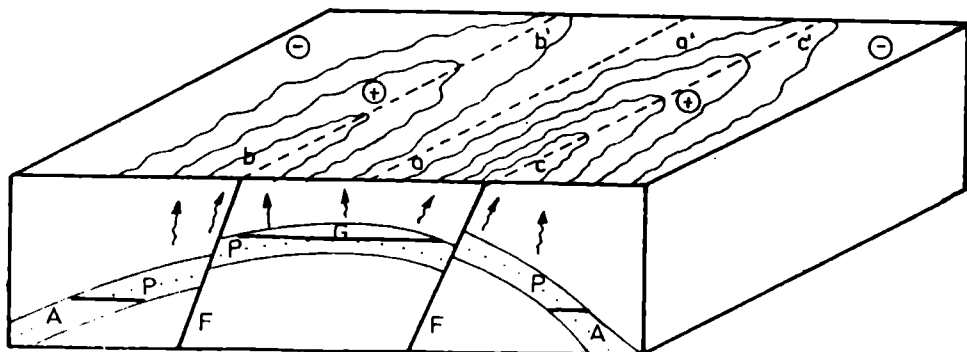


Fig. 13. Formarea anomaliilor geochimice deplasate față de verticala zăcămintelor de petrol și gaze.

a-a'- axul verticalei zăcămintului; b-b', c-c'- axele anomaliilor geochimice; P-petrol; A-opă; G-gaze; — izolinii de conținut în hidrocarburi; ⊕ anomalie pozitivă; ⊖ anomalie negativă; ↗ migrația hidrocarburilor; F-falie normală

deoarece metanul este extrem de răspândit în natură și de cele mai multe ori nu are nici o legătură cu acumulările comerciale de hidrocarburi. Totodată interpretarea corectă a anomaliilor geochimice trebuie să țină seama de activitatea industrială din zona cercetată care poate infesta mediul înconjurător cu compuși hidrocarbonici ce pot fi confundați cu cei migrați din zăcămintele de petrol și gaze din adâncime.

În funcție de parametri urmăriți, metodele utilizate în cadrul prospecțiunii geochimice sunt de mai multe tipuri și pot fi grupate în: metode directe și metode indirecte.

#### **a) Metode directe**

Aceste metode urmăresc evidențierea diferiților compuși legați de substanțele care participă la compoziția zăcămintelor de petrol și gaze și care datorită migrației au ajuns la suprafață. În această categorie sunt cuprinse în primul rând hidrocarburile gazoase (metan, etan, propan și butan), apoi compușii lichizi ai hidrocarburilor și o serie de produse care provin din transformarea chimică a unor componenți ai petrolului (rășini, asfaltene etc.).

În categoria metodelor directe sunt cuprinse:

*Metoda cartării gazelor* cu mai multe variante:

- cartarea gazelor libere - probe de gaze din sol;
- cartarea gazelor absorbite - probe din sol sau rocă din care se extrag gazele;
- cartarea gazelor dizolvate - probe de apă din care se extrag gazele;

*Metoda bituminologică* cu două variante:

- metoda gravimetrică care constă în extragerea bitumenelor și cântărirea lor după extragere;
- metoda luminiscentă care se referă la determinarea bitumenelor pe baza intensității fluorescenței generată de acestea.

*Metoda carotajului geochimic* în funcție de indicii urmăriți cuprinde două variante:

- gaz-carotajul prin care se determină variația conținuturilor de gaze de-a lungul găurii de sondă;

- carotajul bituminologic - prin care se urmărește variația cantității de bitumene naturale în lungul găurii de sondă.

În cadrul ultimei metode, în funcție de materialul pe care se realizează determinările, carotajul geochimic poate fi pe noroi de foraj, pe carote sau pe detritusul de la foraj.

Din enumerarea succintă de mai sus se observă că metodele directe de cercetare geochimică a zăcămintelor de hidrocarburi urmăresc să pună în evidență bitumenele naturale prezente în diverse medii geochimice pe baza înregistrărilor discontinue sau de o manieră continuă prin cartarea gazelor și a altor tipuri de bitumene naturale în timpul procesului de foraj. De asemenea metodele care urmăresc cartarea gazelor hidrocarburice sunt uneori cuprinse sub denumirea de "prospecțiunea cu gaze" iar cele care urmăresc bitumenele cu termenul de "prospecțiune bituminologică".

#### **b) Metode indirecte**

În această categorie sunt cuprinse metodele care urmăresc descoperirea unor modificări semnificative pe care le-au produs substanțele hidrocarburice din acumulările de petrol și gaze asupra apelor, solurilor sau rocilor cu care acestea au venit în contact.

Cele mai utilizate metode din această categorie sunt următoarele:

- metodele hidrochimice;
- metoda sărurilor (în sol);
- metoda microbiologică;
- metoda potențialului redox.

Rezultatele obținute prin utilizarea metodelor indirecte trebuie corelate cu cele ale metodelor directe deoarece interpretarea apariției indicilor obținuți prin metodele indirecte nu este suficient de semnificativă pentru stabilirea corectă a relațiilor cu zăcămintele de hidrocarburi aflate în adâncime.

În ultimul sfert de secol, pe lângă metodele prezentate mai sus, cercetarea geochimică pentru descoperirea acumulărilor de petrol și gaze apelează și la alte metode prin care se urmărește cunoașterea rocilor sursă de hidrocarburi, a tipului și a cantității de kerogen conținute precum și a gradului de maturizare termică pe care l-au atins.

Cele mai utilizate metode din această categorie sunt următoarele:

- metoda pirolizei sau metoda Rock-Eval;
- metoda spectroscopice cu două variante:
  - metoda rezonanței spinului de electron;
  - metoda spectroscopică de absorbție în infraroșu;
- metode chimice propriu-zise cu mai multe variante care urmăresc

determinarea unor parametri ai rocilor sursă cum sunt:

- compoziția chimică a kerogenului;
- cantitatea de bitumen solubil;
- compoziția chimică a bitumenului solubil;
- indicele de preferință al carbonului;
- conținutul de izoprenoide;
- conținutul de naftemice;
- izotopii carbonului.

Aceste metode se utilizează în etapa de prospecțiune sau explorare dar mai ales în etapa de cercetare fundamentală când se urmărește cunoașterea potențialului petrolifer-gazeifer al bazinului de sedimentare analizat.

## 2.4.4. PROSPECȚIUNEA HIDROGEOLOGICĂ

Scopul acestui tip de prospecțiune este stabilirea caracterelor genetice și chimice ale apelor din adâncime care pot fi ape asociate zăcămintelor de petrol și gaze sau pot fi străine de zăcământ și de asemenea cunoașterea caracterelor statice sau dinamice. În cazul regimului hidrostatic se stabilește sensul și viteza de deplasare a apelor.

Această metodă de cercetare a acumulărilor de petrol și gaze se bazează pe detectarea în apele de adâncime sau de suprafață a unor modificări chimice imprimate acestora de către contactul lor cu zăcămintele de hidrocarburi. Modificările apelor constau fie în creșterea neobișnuită a conținuturilor de săruri, fie prin apariția unor componenți alterați sau netransformați ai hidrocarburilor, care pot fi întâlniți în aceste ape.

Caracterele genetice și chimice ale apelor se realizează prin analiza probelor de apă recoltate din izvoarele de suprafață sau din sondele care au deschis rocile colectoare din subsol; ele trebuie să indice zona în care apele subterane au un regim hidrogeologic închis, neoxigenat, necesar pentru conservarea petrolului. Acest caracter rezultă din variația în suprafață a conținutului unor elemente chimice caracteristice dizolvate în apă cum sunt: Ca, Na, Mg, Cl, I, Br sau compuși interesanți ca  $\text{SO}_4$ ,  $\text{NH}_4$ ,  $\text{CO}_3$ , fenoli, acizi naftenici, gaze hidrocarburice, hidrocarburi lichide sau chiar bitumene în stare coloidală.

Pe baza analizelor chimice se stabilește caracterul genetic al apelor subterane și anume:

- apele sulfofasodice ( $>\text{Na}_2\text{SO}_4$ ) și bicarbonatosodice ( $>\text{NaHCO}_3$ ) sunt favorizate de condițiile continentale astfel că ele sunt ape meteorice astfel că ele nu sunt niciodată ape de zăcământ;
- apele cloromagneziene ( $>\text{MgCl}_2$ ) formate în condiții marine uneori pot fi asociate zăcămintelor de petrol și gaze;

- apele clorocalcice ( $>\text{CaCl}_2$ ) s-au format la adâncime mare în scoarța terestră și sunt ape de zăcământ.

Interpretarea corectă a caracterelor genetice ale apelor de zăcământ pentru stabilirea relațiilor cu acumulările de hidrocarburi trebuie să se facă în corelație cu celelalte elemente sau compuși chimici, prezenți în aceste ape, denumiți indicatori hidrochimici. Aceștia au fost delimitați în două categorii și anume:

- indicatori direcți cum sunt: gazele hidrocarburice, hidrocarburi lichide "urmă", fenoli, bitumene coloidale (săpunuri ale acizilor naftenici), acizi petroleici;

- indicatori indirecti cum sunt: I, Br,  $\text{NH}_4$ ,  $\text{SO}_4$ ,  $\text{CO}_3$  și concentrații ridicate de Ca, Mg, Na și Cl.

Caracterul dinamic al apelor subterane se realizează prin studiul nivelelor statice de apă măsurate în sonde pentru fiecare strat cu roci colectoare. În baza acestor măsurători se construiește harta hidrogeologică cu suprafața piezometrică a fiecărui strat separat, care permite calcularea în fiecare sector al bazinului a gradientului hidrodynamic adică a pantei piezometrice. Astfel, harta piezometrică va permite ca în oricare sector să se determine o anumită valoare pentru panta eventualei limite apă-petrol și pentru panta eventualei limite gaze-apă. Pantele acestor limite corelate cu pantele unui rezervor ondulat pot sugera structurile favorabile pentru conservarea petrolului și/sau a gazelor, structuri a căror pantă este mai mare decât panta calculată a limitei hidrocarburi - apă.

Rezultatele măsurărilor de presiune din sonde, corelate cu indicatorii direcți sau indirecti obținuți din analizele chimice ale apelor subterane pot sugera geologului de petrol structurile geologice închise din punct de vedere hidrogeologic, cele mai favorabile formării acumulărilor de petrol și gaze.

## **2.4.5. PROSPECȚIUNEA CU FORAJE**

În etapa de prospecțiune, datorită condițiilor geologice specifice existente în unele bazine trebuie executate lucrări de cercetare cu foraje. Forajele de prospecțiune se execută atunci când alte metode de cercetare nu reușesc să elucideze toate problemele structurii geologice cum sunt: compoziția litostratigrafică a formațiunilor din adâncime, poziția rocilor sursă de hidrocarburi, a rezervoarelor și a caracteristicilor de acumulare și de curgere a petrolului, tipurile de capcane, discordanțe, efilări de strate colectoare și schimbări laterale de facies etc.

Prospecțiunea cu foraje este necesară și pentru interpretarea corectă a măsurătorilor geofizice, deoarece datele obținute din sonde oferă informații despre variația densității formațiunilor geologice, caracteristicile magnetice, electrice și elastice ale rocilor, poziția stratigrafică a reperelor seismice etc. În plus din sondele de prospecțiune se pot obține date cu privire la vitezele de propagare a undelor seismice în rocile traversate de foraje, informații fără de care nu se pot construi secțiunile de adâncime după profilele seismice de timp.

În funcție de scopul urmărit și de caracteristicile lor, forajele de prospecțiune sunt de două tipuri: structurale și de referință.

### **2.4.5.1. FORAJUL STRUCTURAL**

Prospecțiunea cu ajutorul acestui tip de foraj se efectuează prin sonde structurale de adâncime mică (300 - 1200 m), foarte rar de adâncime medie sau mare (peste 3000 m). Aceste foraje se amplasează pe aliniamente transversale față de direcția elementului structural cercetat sau față de direcția generală a structurilor. Distanțele dintre foraje sunt foarte variate, fiind condiționate de stilul tectonic al structurii, de adâncimea la care se află obiectivul geologic al sondelor ș.a. Astfel sondele de adâncime mică se amplasează pe profile distanțate la câteva

sute de metri sau peste 1000 m; pe același profil, sondele pot avea între ele un interval de 50 - 200 m. Pentru elementele structurale cu dimensiuni mari, de tipul domurilor, brahianticlinalelor ș.a. forajele structurale se amplasează în rețea pătratică. Între sondele structurale de adâncime mare se adoptă distanțe mai mari, de ordinul kilometrilor sau zecilor de kilometri.

Obiectivul principal al forajului structural este clarificarea unor probleme morfostructurale cum sunt: identificarea structurilor geologice, stabilirea dimensiunilor lor, caracterele formelor structurale (înclinările stratelor pe flancuri și pe terminațiile periclinale, închiderea teoretică a capcanei ș.a.); de asemenea, forajul structural are și alte obiective considerate secundare și anume: stabilirea succesiunii stratigrafice pe intervalul investigat, faciesul formațiunilor geologice, identificarea reperelor litologice și stratigrafice pentru corelarea formațiunilor, identificarea și precizarea caracteristicilor falilor, discordanțelor, a efilărilor, studiul caracteristicilor fizice ale rocilor (porozitate, permeabilitate, saturație în fluide, densitate, elasticitate, proprietăți magnetice, electrice, radioactive, studiul fluidelor din rocile colectoare ș.a.).

Sondele structurale de adâncime mică se execută cu carotaj mecanic continuu, iar dacă adâncimea lor este mare atunci vor fi recoltate carote mecanice la intervale mai mici de 50 de metri și probe de sită din doi în doi metri; totodată, sunt obligatorii carotajele geofizice pe toată lungimea sondei astfel că, programul de lucru al acestor sonde este complex și se stabilește pentru a asigura investigarea detaliată a formațiunilor geologice traversate.

#### **2.4.5.2. FORAJUL DE REFERINȚĂ**

Forajele de referință sunt reprezentate prin sonde de adâncime mare și foarte mare (4000 - 6000 m). Ele sunt proiectate ca să investigheze - în limita posibilităților - cuvertura sedimentară pe toată



grosimea ei până la fundamentul cristalin al bazinului. De obicei sunt sonde izolate, distanța dintre ele fiind de ordinul zecilor de kilometri, fiecare sondă având probleme de rezolvat dintr-un sector foarte întins al bazinului.

Acest tip de foraj are ca obiectiv principal rezolvarea unor probleme fundamentale de stratigrafie, tectonică și hidrogeologie atât în bazinele cutate cât mai ales în cele de platformă. În egală măsură, în bazinele cutate, sondele de referință de obicei urmăresc și relațiile care există între pânzele tectonice sau diferitele unități geologice.

În vederea obținerii unui maxim de informații din profilul formațiunilor geologice traversate de forajul de referință programul de lucru al acestuia este foarte complex. Astfel intervalele la care se va face recoltarea carotelor mecanice la aceste tipuri de sonde vor fi foarte mici și anume de 50 - 100 m. Probele de sită vor fi recoltate la intervale de 2 metri sau chiar mai mici. De obicei în aceste de sonde se execută toate tipurile curente de carotaj geofizic de sondă (electric, radioactiv, neutronic, acustic) pe toată lungimea găurii de sondă. În plus se execută și măsurători privind caracteristicile magnetice, electrice și elastice ale rocilor, poziția stratigrafică a reperelor seismice, variația densității formațiunilor geologice etc.

Sondele de referință - atunci când sunt investigate în mod corespunzător - pot să ofere informații despre vitezele de propagare a undelor seismice în rocile traversate de foraje cu ajutorul cărora - după profilele seismice de timp - se construiesc secțiunile geologice.

## **2.5. ACTIVITATEA GEOLOGICĂ ÎN ETAPA DE PROSPECȚIUNE**

Cercetarea bazinelor de sedimentare, în vederea evaluării perspectivelor petrolifere - gazeifere se bazează în primul rând pe activitatea geologilor din diferite domenii: stratigrafie, paleontologie,

tectonică, geochimie, hidrogeologie etc. Această activitate poate fi împărțită în două faze: prima , care se desfășoară la scara întregului bazin înainte și în timpul prospecțiunii de recunoaștere și a doua se efectuează în cadrul etapei de prospecțiune și după finalizarea ei.

Activitatea desfășurată în prima fază este orientată către următoarele direcții:

- studii de prognoză regională și pe formațiuni geologice;
- analiza evoluției geologice a bazinului;
- sinteze geologice, geochimice, hidrogeologice ș.a. pe bazine sau pe formațiuni geologice;
- cercetări privind mecanismele formării și acumulării hidrocarburilor;
- studiul repartiției regionale a petrolului;
- cercetări pentru optimizarea metodelor de estimare a potențialului petrolifer;
- cercetări pentru creșterea eficienței în explorarea zăcămintelor.

Activitatea geologică din această fază este esențială pentru orientarea investițiilor financiare necesare pentru etapele următoare.

În cadrul etapei de prospecțiune activitatea geologică se desfășoară în cadrul următoarelor domenii :

- elaborarea programului complex de prospecțiune;
- Interpretarea geologică a datelor de teledetecție;
- cartarea geologică de suprafață;
- Interpretarea geologică a datelor geofizice de prospecțiune;
- interpretarea geologică a datelor prospecțiunii geochimice;
- interpretarea geologică a datelor prospecțiunii hidrogeologice;
- proiectarea programului de prospecțiune cu foraje;
- elaborarea programelor de foraj și de construcție a sondelor de prospecțiune;

- urmărirea și controlul forajelor de prospecțiune precum și recoltarea și analiza probelor de roci;
- interpretarea geologică a datelor de foraj;
- interpretarea geologică a diagramei geofizice de sondă;
- evaluarea rezervelor de hidrocarburi.

Cercetarea fundamentală a bazinelor de sedimentare în vederea evaluării potențialului petrolifer - gazeifer reprezintă un domeniu al științelor geologice pe care majoritatea cercetătorilor îl includ în etapa de prospecțiune și anume la începutul acesteia; unii autori cuprind acest domeniu în prospecțiunea preliminară și uneori îl confundă cu ea. Activitatea geologică în cercetarea fundamentală este esențială pentru orientarea și mărimea investițiilor necesare pentru etapele următoare de prospecțiune și de explorare petrolieră a bazinelor de sedimentare..

### 3. EXPLORAREA ZĂCĂMINTELOR DE PETROL ȘI GAZE

Explorarea pentru petrol și gaze este o etapă de cercetare cu metode geologice și negeologice prin care se face descoperirea directă a acumulărilor petrolifere-gazeifere. Această etapă principală de cercetare a zăcămintelor de petrol și gaze se desfășoară pe parcursul a mai multor subetape, metodele de cercetare fiind reprezentate prin foraje.

#### 3.1. NOȚIUNEA DE EXPLORARE PETROLIERĂ

În cadrul etapei de prospecțiune, cu ajutorul metodelor prezentate în capitolul anterior, pornind de la scara întregului bazin sau numai a unui sector mai restrâns al acestuia are loc în faze succesive, cercetarea pentru petrol și gaze.

În cadrul prospecțiunii preliminare sunt identificate regiunile favorabile genezei, expulzării și migrației hidrocarburilor iar la prospecțiunea detaliată sunt cercetate cu puncte foarte dese de observație aceste regiuni și astfel sunt delimitate structurile geologice favorabile acumulării petrolului și gazelor. Aceste structuri, presupuse a fi petrolifere-gazeifere sunt selectate după o serie de criterii și trecute apoi pentru cercetare în etapa a doua, denumită explorare.

Noțiunea de explorare petrolieră definește cercetările geologice și negeologice efectuate pe o structură geologică identificată în etapa de prospecțiune, cu scopul de a descoperi zăcămintul cu hidrocarburi și de a-i determina parametrii geologici, fizici, chimici ș.a. care intervin în explorare și apoi exploatarea lui.

În literatura petrolieră occidentală de limbă engleză este utilizat termenul de *"petroleum exploration"* astfel că în acest curs se renunță la folosirea denumirii de *"explorarea zăcămintelor de petrol și gaze"* (cel mult

va apărea în titlurile capitolelor) și va fi frecvent întrebuițată denumirea mult mai sugestivă de *“explorare petrolieră”*.

Explorarea începe la sfârșitul prospecțiunii detaliate, după ce aceasta din urmă și-a atins obiectivul principal și anume delimitarea structurilor geologice favorabile acumulării petrolului și gazelor, însă - așa cum s-a arătat în capitolul anterior - este dificil de trasat o limită clară de demarcație în timp între cele două etape de cercetare. Explorarea petrolieră este net diferită de prospecțiune datorită metodelor de cercetare utilizate, deoarece zăcămintele cu petrol și gaze pot fi descoperite, explorate, conturate și exploatate numai cu sonde. Astfel obiectivele explorării sunt rezolvate numai cu ajutorul sondelor de explorare, metode care - datorită costului ridicat - sunt foarte rar aplicate (uneori niciodată) în etapa de prospecțiune.

De asemenea în cadrul etapei de explorare are loc utilizarea metodelor geologice, geofizice, geochimice, hidrogeologice ș.a. fie ca o continuare a lucrărilor începute în timpul prospecțiunii sau ca o aplicare specifică legată numai de activitatea de explorare care se bazează numai pe sonde.

### **3.2. OBIECTIVELE EXPLORĂRII PETROLIERE**

Lucrările de explorare petrolieră se efectuează pentru rezolvarea următoarelor obiective principale:

- descoperirea acumulărilor petrolifere-gazeifere în structurile geologice (capcane) identificate în etapa de prospecțiune;
- stabilirea stării fizice a hidrocarburilor din zăcămintul descoperit;
- determinarea condițiilor fizico-geologice de zăcămint și anume: presiunea și temperatura de zăcămint, proprietățile fizice ale fluidelor din zăcămint, porozitatea, permeabilitatea și saturația în fluide a rocilor colectoare;
- stabilirea unităților hidrodinamice ale zăcămintului;

- cunoșterea caracteristicilor litostratigrafice și tectonice a zonei în care se află zăcămintul descoperit;

- stabilirea caracterului industrial sau nonindustrial al zăcămintului;

- evaluarea extinderii în suprafață și în adâncime a zăcămintului;

Obiectivele explorării petroliere se realizează cu ajutorul sondelor de explorare. Acestea sunt ca și cele de prospecțiune, sonde de cercetare astfel că, programul lor de lucru trebuie să fie complet urmărind efectuarea în condiții bune atât a operațiunii de foraj și de construcție a sondei cât și investigarea geologică și geofizică completă a formațiunilor geologice traversate.

Programul de lucru al sondelor de explorare prevede extragerea carotelor mecanice la intervale de cel mult 100 m, iar din rocile colectoare saturate cu hidrocarburi probele se extrag la intervale mai mici; de asemenea dacă baza unei carote este saturată cu hidrocarburi se face carotaj mecanic continuu până la traversarea rocilor petrolifere-gazeifere. Din secvențele litostratigrafice în care nu sunt roci colectoare de petrol și gaze și care nu reprezintă obiectivul principal al sondelor, se recoltează probe de sită la intervale de 2 m (cel mult 5 m), iar din colectoarele petrolifere necarotate suficient se extrag probe laterale (probe de perete).

Programul de carotaj geofizic al sondelor de explorare petrolieră este complex, folosind metode care permit evaluări cantitative la nivelul zăcămintului privind: porozitatea, permeabilitatea, saturația în fluide, conținutul de minerale argiloase, proporția de hidrocarburi remanente și mobile etc.; în plus ele trebuie să suplinească lipsa informațiilor geologice pe intervalele stratigrafice din care nu au fost recuperate probe de roci.

De asemenea carotajele geofizice sunt utilizate pentru corelarea și calibrarea datelor geologice din sonde și a măsurătorilor geofizice și geologice de la suprafață (măsurători gravimetrice, magnetometrice, seismometrice sau de cartare geologică). Cele mai utilizate metode de carotaj geofizic sunt: metodele electrice, radioactive și acustice cu mai

multe variante, aplicate în funcție de configurația geologică a zonei explorate.

### **3.3. ETAPELE DE EXPLORARE PETROLIERĂ**

În funcție de obiectivele urmărite se pot deosebi două subetape succesive: inițială (explorarea preliminară) și finală (explorarea de detaliu). Ambele subetape se desfășoară cu aceleași tipuri de lucrări (foraje) dar scopul și obiectivele fiecăreia sunt diferite.

#### **3.3.1. EXPLORAREA PRELIMINARĂ**

Lucrările de cercetare din această etapă încep după ce prospecțiunea detaliată a fost integral efectuată, cu toate metodele posibile de aplicat în conjunctura geologică specifică regiunii cercetate. Acest lucru este absolut necesar pentru succesul explorării și pentru ca ea să se efectueze într-un timp scurt și cu cheltuieli minime.

Explorarea preliminară este uneori denumită și explorare de descoperire, însă termenul este incorect deoarece ea urmărește nu numai descoperirea zăcămintului cu petrol și gaze. Astfel obiectivele specifice ale explorării preliminare sunt:

- descoperirea directă, cu ajutorul sondelor a acumulării petrolifere-gazeifere în structura geologică prospectată în etapa de cercetare anterioară;

- determinarea stării fizice a hidrocarburilor și astfel stabilirea tipului de zăcământ în funcție de starea de fază a hidrocarburilor. Zăcământul poate fi pur gazeifer (cu gaze sărace sau bogate), cu petrol greu (lipsit de gaze), cu petrol și gaze dizolvate (presiunea de zăcământ mai mare decât presiunea de saturație), cu petrol și cap primar de gaze (presiunea de zăcământ mai mică decât presiunea de saturație) sau zăcământul poate fi cu condensat. Stabilirea stării fizice a hidrocarburilor și deci determinarea tipului de zăcământ influențează în mod decisiv programul de explorare și

uneori are loc restructurarea sa și de asemenea este esențială în proiectarea exploatării și apoi în exploatarea acumulării de hidrocarburi nou descoperite;

- determinarea condițiilor fizice de zăcământ (presiune, temperatură);
- determinarea proprietăților petrofizice ale rocilor colectoare (porozitate, permeabilitate, saturație în fluide, tensiune interfacială);
- stabilirea unităților hidro dinamice în funcție de gradul de tectonizare ale acumulări petrolifere-gazeifere;
- descifrarea caracterelor litostratigrafice și tectonice a zonei în care se găsește zăcământul nou descoperit (tipul structural - stratigrafic al zăcământului);
- determinarea caracterului industrial sau non-industrial al zăcământului.

Explorarea preliminară poate fi împărțită în două faze: una de început, care se încheie cu succesul primei sonde cu producție industrială de petrol sau de gaz, denumită și "fază de descoperire" și a doua, finală în care se stabilește caracterul industrial (economic) al zăcământului descoperit și starea fizică a hidrocarburilor acumulate, denumită "faza explorării în extindere". Astfel explorarea de descoperire este doar o parte a explorării preliminare iar explorarea în extindere poate fi ușor confundată cu faza de explorare de conturare care se desfășoară în cadrul explorării de detaliu, așa cum se va vedea în secțiunea următoare.

Uneori, în cadrul explorării preliminare, prima sondă săpată nu descoperă zăcământul cu petrol ci numai a doua sau a treia sondă (fig. 4). Astfel, explorarea preliminară începe cu forajul primei sonde de explorare - care poate să nu găsească hidrocarburi - însă faza de descoperire se încheie numai după extragerea la suprafață a primelor cantități de petrol sau gaze din prima sondă săpată sau din cea de-a doua, a treia ș.a.m.d. după caz, din noul zăcământ descoperit.



Explorarea preliminară se realizează - așa cum s-a menționat până acum - cu sonde destinate special acestui scop. Desigur că se dorește întotdeauna când se sapă o sondă, indiferent de scopul ei (de prospecțiune, de explorare sau de exploatare) ca ea să descopere acumulări petrolifere-gazeifere. Astfel, uneori sondele de prospecțiune, și în special cele de referință, descoperă zăcăminte de hidrocarburi. În acest caz o sondă de prospecțiune (de referință sau structurală) se poate confunda, în mod eronat cu o sondă de explorare preliminară, dar dacă se ține seama de scopul celor două sonde confuzia poate fi evitată.

O sondă de referință care își realizează programul, și în plus descoperă accidental un zăcământ se poate transforma în sondă de explorare preliminară, dar o sondă de explorare preliminară care și-a realizat programul de lucru (programul de investigare geologică și geofizică, adâncimea proiectată etc.), dar care nu descoperă zăcământul de petrol sau gaze nu se poate transforma în sondă de prospecțiune. Aceste particularități arată că cele două tipuri de sonde sunt net diferite, pornind tocmai de la obiectivele care trebuie realizate în cele două etape succesive de cercetare petrolieră, prospecțiunea și respectiv explorarea.

Explorarea preliminară nu se poate efectua cu o singură sondă, chiar dacă aceasta a avut șansa să descopere zăcământul cu petrol sau gaze, astfel că multitudinea obiectivelor care trebuie rezolvate în această etapă impune săparea unui număr minim de 3 - 5 sonde. În plus - așa cum se va vedea în capitolele următoare - configurațiile geologice (structurale, litologice, stratigrafice, hidrogeologice ș.a.) ale diverselor structuri, asociate și cu regimul hidrodinamic și cu alte caracteristici ale acumulărilor petrolifere-gazeifere au impus ca explorarea preliminară să se facă cu sonde amplasate pe aliniamente transversale pe structură; de asemenea este obligatoriu ca cel puțin trei sonde să fie situate pe același aliniament.

### 3.3.2. EXPLORAREA DE DETALIU

Acumularea petroliferă-gazeiferă descoperită în etapa de explorare preliminară este cercetată în continuare în cadrul etapei de explorare de detaliu.

Obiectivele principale ale acesteia sunt:

- determinarea extinderii zăcământului în adâncime și în suprafață cu alte cuvinte are loc conturarea acumulării de petrol și/sau gaze și anume se stabilește extinderea limitei petrol - apă sau gaze - apă pentru fiecare complex de roci colectoare și astfel se determină aria zăcământului și adâncimea la care este acumulat;

- stabilirea în detaliu a condițiilor fizice și geologice de zăcământ și variația lor cu adâncimea și în suprafață; cu alte cuvinte are loc conturarea acumulării de petrol și/sau gaze și anume se stabilește extinderea limitei petrol - apă sau gaze - apă pentru fiecare complex de roci colectoare și astfel se determină aria zăcământului și adâncimea la care este acumulată;

- stabilirea în detaliu a condițiilor fizice și geologice de zăcământ și variația lor cu adâncimea și în cuprinsul acumulării cum sunt: parametrii petrofizici ai rocilor colectoare (densitate, porozitate, permeabilitate, saturație în fluide, conținutul în argilă), proprietățile fluidelor de zăcământ (compoziție chimică, densitate, factorul de volum al petrolului și respectiv al gazelor, factorul de abatere a gazelor de la legea gazelor perfecte etc.), presiunea și temperatura de zăcământ, gradientul de presiune și respectiv de temperatură, parametri de producție obținuți la probarea industrială a sondelor (debitul sondelor exprimat în tone sau metri cubi pe zi, rația de soluție - Rs, rația gaze-țiței - RGT, rația apă-țiței - RAT etc.);

- identificarea accidentelor tectonice care afectează zăcământul și stabilirea caracteristicilor lor;

- determinarea unităților hidro dinamice ale acumulării petrolifere-gazeifere, în funcție de caracterul etanș sau neetanș al faliilor care pot să o afecteze;

- stabilirea condițiilor hidrogeologice de zăcământ (regim hidrostatic sau hidro dinamic);

- determinarea receptivității complexelor de roci colectoare ale zăcământului la injectia de apă.

Explorarea de detaliu, prin obiectivele multiple pe care le are de îndeplinit - pomind de la stabilirea cantitativă a limitelor zăcământului și deci a volumelor de petrol și gaze descoperite și conturate până la probarea industrială a sa - pregătește datele și documentația necesară trecerii zăcământului de la explorare la proiectarea exploatării și apoi la exploatare, astfel că explorarea de detaliu este uneori denumită și explorare industrială.

Explorarea de detaliu se realizează cu sonde săpate special pentru îndeplinirea obiectivelor acestei etape de cercetare. Sondele vor fi amplasate conform programului de explorare - în pozițiile structurale cele mai bune pentru atingerea obiectivelor iar programul lor de foraj, de construcție și de investigare va fi la fel de complet și de exigent ca la toate sondele de cercetare.

Explorarea de detaliu - cel puțin în mod teoretic - începe la sfârșitul explorării preliminare, dar de multe ori între ele nu există o limită netă în sensul că într-un bloc tectonic (unitate hidro dinamică) al unei structuri geologice se efectuează explorarea de detaliu, în altele explorarea preliminară este abia la început (în faza de descoperire), iar în alte blocuri poate să înceapă exploatarea. Aceste neconcordanțe - la nivelul unei structuri geologice - se creează din mai multe cauze:

- strategia de explorare poate considera că este mai indicată conturarea zăcământului dintr-un bloc tectonic și trecerea lui în exploatare pentru acoperirea mai rapidă a cheltuielilor și realizarea de profit;

- lipsa mijloacelor materiale și în special a instalațiilor de foraj care nu permit săparea simultană decât a 2 - 3 sonde;

- neîncrederea - uneori justificată în caracterul economic (comercial) al acumulării, chiar dacă 2 - 3 sonde de explorare preliminară (câte una în fiecare bloc tectonic) au produs petrol sau gaze, dar la probele de producție industrială debitul lor era mai mic de 15 t/zi pentru petrol și respectiv mai mic de 40.000 m<sup>3</sup>/zi pentru gaze.

Sondele de explorare de detaliu se amplasează pe terminațiile fiecărui aliniament de sonde de explorare preliminară, cel puțin câte una pe fiecare flanc al structurii. Dacă programul de explorare preliminară prevede amplasarea a trei sonde pe același profil, explorarea de detaliu îl va completa cu câte o sondă amplasată la capetele profilului astfel că, acest aliniament va fi alcătuit din cinci sonde, trei de explorare preliminară și două de detaliu.

În plus, explorarea de detaliu prevede și amplasarea de sonde izolate, situate pe terminațiile periclinale ale anticlinalelor sau în alte poziții structurale dar care nu urmăresc în mod deosebit conturul zăcămintului cu petrol și gaze ci detalierea unor aspecte structurale (caracteristicile accidentelor tectonice) sau litostratigrafice (efilări, lentilizări, discordanțe stratigrafice etc.).

### **3.4. PRINCIPIILE GENERALE DE AMPLASARE A SONDELOR DE EXPLORARE**

Informațiile geologice, geofizice, geochemice și hidrogeologice obținute în etapa de prospecțiune constituie baza pentru proiectarea lucrărilor din etapa de explorare. Programul de explorare al unei probabile acumulări petrolifere - gazeifere se întocmește pe baza datelor de prospecțiune din care a rezultat modelul geologic al zăcămintului din cuprinsul structurii geologice prospectate. Acest program are ca obiectiv principal amplasarea corectă a sondelor de explorare, eșalonarea

judicioasă a lucrărilor geologice, geofizice și de foraj și evaluarea cheltuielilor necesare acestor operațiuni pentru descoperirea posibilei acumulări de petrol și gaze.

În afara datelor obiective ale prospecțiunii, programul de explorare al unui zăcământ posibil este urmarea unei activități de cercetare în care sunt cuprinse experiența, profesionalismul, viziunea, imaginația și intuiția exploratorului sau al echipei de cercetători care elaborează acest program. Un asemenea program conține de multe ori o anumită notă de subiectivism, care rezultă din personalitatea cercetătorului, astfel că mai mulți geologi, pentru unul și același zăcământ posibil pot elabora programe diferite de explorare.

Datorită condițiilor stratigrafice, structurale și litologice specifice care contribuie la formarea acumulărilor de petrol și gaze fiecare zăcământ posibil dintr-o capcană prospectată reprezintă un unicat astfel că programele de explorare nu se elaborează după normative, scheme, șabloane sau rețete tipizate.

Cu toate acestea în elaborarea programelor de explorare trebuie să se țină seama de unele principii cu caracter general, a căror adaptare la caracteristicile structurii geologice și a zăcământului posibil din cuprinsul acesteia este o problemă care depinde de calitățile geologului de petrol sau a echipei de explorare din care face parte.

Principiile generale care stau la baza programelor de explorare și de întocmire a schemelor de amplasare a sondelor și care contribuie la succesul explorării sunt prezentate în paragrafele următoare. Ele țin seama de caracteristicile geologice și petroliere-gazeifere ale zonei sau capcanei cercetate, dar și de aspectele economico-financiare ale investițiilor necesare explorării.

1. Explorarea începe numai după ce prospecțiunea a fost realizată complet folosind toate metodele geologice, geofizice, geochimice ș.a. posibil de aplicat în condițiile geologice ale bazinului cercetat. Datele

obținute cu ajutorul acestor metode de prospecțiune sunt folosite pentru construirea modelului geologic al zăcămintului pe baza căruia va fi întocmit programul de explorare și elaborată amplasarea sondelor.

2. Programul de explorare prevede ca lucrările de descoperire și de conturare a acumulărilor petrolifere-gazeifere să se desfășoare într-un timp cât mai scurt și cu cheltuieli minime.

3. Explorarea afectează structura în totalitatea ei și anume în toate blocurile tectonice care o compun și în toate subdiviziunile stratigrafice care au perspective petrolifere-gazeifere iar în cadrul unui etaj stratigrafic se fac probe de producție pentru fiecare complex litologic, poros și permeabil. Aceste principii se impun ținând seama de faptul că nu toate faliile sunt etanșe astfel că, în timp ce un bloc tectonic poate fi non-petrolifer, cele adiacente pot reprezenta veritabile zăcăminte cu petrol și gaze; de asemenea rocile protectoare din acoperișul complexelor poroase și permeabile nu au întotdeauna aceleași calități de protecție astfel că unele din aceste complexe pot fi non-productive însă acest fapt nu trebuie să stopeze sau să reducă activitatea de testare petrolieră a celorlalte strate colectoare.

4. Considerațiile de ordin economic necesită săparea unui număr minim de sonde de explorare în cuprinsul structurii geologice cercetate. De asemenea primele sonde se sapă cu tehnologie de foraj care să permită atingerea obiectivelor într-un timp cât mai scurt; de exemplu companiile de petrol occidentale folosesc tehnologie de foraj denumită "slimhole" (gamă de foraj cu diametrul mic) care permite avansarea rapidă a sapei și în plus investigarea rapidă prin metode geofizice a formațiunilor geologice traversate. Aceste sonde trebuie să furnizeze date suficiente pentru îndeplinirea tuturor obiectivelor explorării.

5. Programul de explorare al unei structuri geologice cuprinde de obicei un număr mai mare de sonde decât cele care se vor săpa; acesta

reprezintă programul de explorare maximal ale cărui sonde vor fi săpate în varianta cea mai nefavorabilă.

Sondele propuse în cadrul programului de explorare vor fi condiționate între ele, iar săparea lor va fi etapizată. În prima etapă vor fi săpate sondele de explorare preliminară, iar în a doua cele de explorare de detaliu. De asemenea în cuprinsul fiecărei etape se pot separa mai multe subetape al căror număr și extindere vor fi limitate pentru ca durata explorării să fie cât mai scurtă. Condiționarea și etapizarea sondelor reprezintă un factor care reduce riscul explorării dar mărește durata acesteia, astfel că, un program de explorare judicios întocmit trebuie să găsească soluția cea mai bună între aceste extreme.

6. Programul de explorare trebuie să fie adaptabil la condițiile morfologice, geologice și petroliere relevate pe parcursul desfășurării lucrărilor de prospecțiune și explorare. Astfel, în funcție de rezultatele obținute unele amplasamente de sonde se pot modifica iar la altele se poate renunța dacă lucrările de explorare și-au îndeplinit obiectivele iar zăcământul a fost conturat și oferit exploatării.

7. În cuprinsul zăcământului de hidrocarburi diferența de densitate dintre apă, petrol și gaze determină procesul natural de segregare gravitațională prin care fluidele cu densitate mai mică (gaze și/sau petrol) vor ocupa partea cea mai ridicată a rocilor colectoare din cadrul capcanei. Ținând seama de acest binecunoscut fenomen fizic primele sonde săpate vor urmări apexul capcanei la nivelul fiecărui complex de roci colectoare.

8. În etapa de explorare preliminară se recomandă ca structurile geologice alungite să fie explorate cu sonde amplasate pe aliniamente transversale pe structură iar fiecare aliniament să cuprindă minimum trei sonde. De asemenea, în cazul structurilor geologice faliat se recomandă amplasarea cel puțin a unui profil transversal de sonde prin fiecare bloc tectonic. În cazul structurilor puțin afectate de accidente tectonice.

intervalele dintre aliniamentele de sonde de explorare preliminară va fi de ordinul a 1,5 - 2 km iar în cazul structurilor complicate din punct de vedere tectonic sau litologic aceste inter-vale vor fi mai mici (sub 1 km). Distanța dintre sondele aflate pe același aliniament va fi condiționată de gradul de complicație tectonică, litologică sau structurală a structurii cercetate și în general ea este de ordinul sutelor de metri. Ținând seama de faptul că sondele săpate pentru explorare vor deveni sonde de exploatare (după trecerea zăcământului în producție), intervalele dintre sondele de pe același profil sau dintre profilele de sonde va fi un multiplu al sondelor de exploatare.

Pe lângă amplasarea sondelor pe aliniamente transversale pe structură, ex-plorarea pre-liminară se completează cu sonde izolate situate pe terminațiile periclinale ale structurii sau între aliniamente.

9. Programele pentru amplasarea sondelor în etapa de explorare preliminară va urmări nu numai apexul structurii geologice (care poate fi petrolifer sau gazeifer) ci și sectoarele mai coborâte ale acesteia (de exemplu flancurile anticlinalelor care pot conține petrol sau gaze, amândouă sau numai unul dintre ele). Astfel programul prevede ca explorarea preliminară să se facă cu profile transversale pe structura geologică cercetată care trebuie să cuprindă minimum trei sonde astfel ca și sectoarele mai coborâte ale capcanei să fie explorate.

Explorarea preliminară cu profile transversale cuprinzând minimum trei sonde este necesară datorită următoarelor cauze geologice și petroliere:

a) Existența unor condiții litologice diferite pe flancuri și în zona centrală a structurii ceea ce determină schimbarea proprietăților fizice ale rocilor colectoare privind acumularea hidrocarburilor. De exemplu în fig. 14 un flanc al stratului cercetat, cutat sub formă de anticlinal este pelitic (constituit din roci non-colectoare) iar celălalt este grezos-nisipos, având posibilitatea de a conține hidrocarburi. În această situație dacă ar fi săpată numai sonda  $P_1$ , sau numai sondele  $P_1$  și  $P_2$ , cu certitudine că



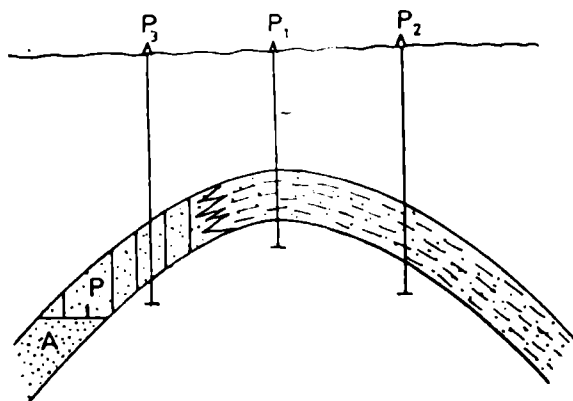


Fig. 14 Amplasarea sondelor de explorare preliminară pe profilul magistral al unui zăcământ stratiform cu condiții litologice diferite pe flancuri.

rocă colectoare

rocă non-colectoare

P<sub>1</sub> - sondă de explorare preliminară

A - opă marginală de talpă

P - petrol

nu se vor descoperi hidrocarburi în stratul pelitic astfel că, forajul sondei de explorare preliminară P<sub>3</sub>, care întregește profilul transversal la trei sonde, va conduce la succesul explorării preliminare, adică la descoperirea presupusei acumulări de petrol și/sau gaze, conservată în stratul poros și permeabil.

b) Flancurile structurilor geologice pot să fie petrolifere iar partea centrală gazeiferă astfel încât, dacă sondele vor fi săpate numai în zona .

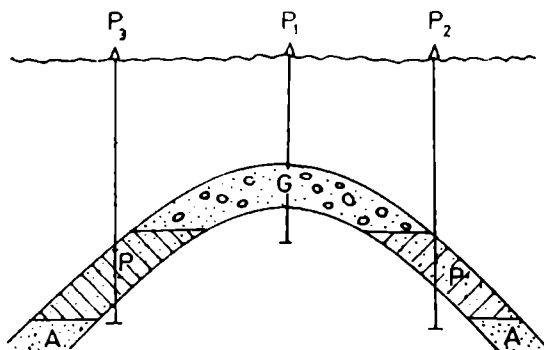


Fig. 15. Amplasarea sondelor de explorare preliminară pe profilul magistral al unui zăcământ de petrol cu cap primar de gaze

- $P_1$  - sondă de explorare preliminară
- A - apă marginală de tolpă
- P - petrol
- G - gaze

apexului nu vor descoperi decât gaze (fig. 15). În această situație, în afara sondei  $P_1$  săpată în apexul anticlinalului care a găsit numai gaze se impune și săparea sondelor  $P_2$  și  $P_3$  care vor descoperi eventualul

zăcământ de petrol acumulat pe flancurile structurii.

c) În cadrul unei structuri geo-

logice, datorită condițiilor hidrodinamice, petrolul poate fi deplasat de către apă pe un flanc al capcanei, iar în zona centrală se conservă numai gazele (fig. 16), astfel că sonda  $P_1$  nu va găsi decât gaze iar sonda  $P_3$  numai apă. De aceea se impune completarea profilului transversal cu cel puțin o a treia sondă ( $P_3$ ) care poate să descopere acumularea de petrol deplasată sub influența curentului de apă.

d) Datorită condițiilor geologice complexe din cadrul unei capcane mixte (fig. 17) în care unele strate colectoare sunt efilate sub discordanța stratigrafică sau pe flancurile structurii cutate sub formă de anticlinal, săparea în apex a unei singure sonde de explorare preliminară ( $P_1$ ) va duce la descoperirea numai a acumulărilor de petrol și gaze conservate în stratele colectoare neefilate din bolta anticlinalului.

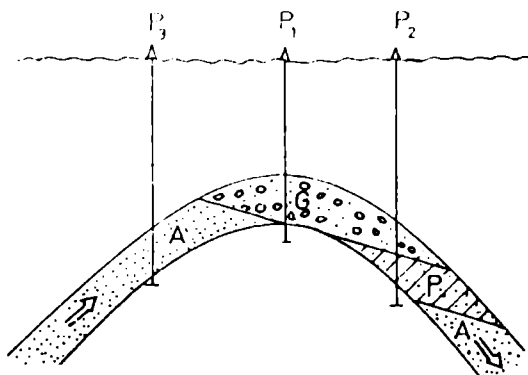


Fig.16. Amplasarea sondelor de explorare preliminară pe profilul magistral al unui zăcământ de petrol cu cap primar de gaze în condiții hidrodinamice

$P_1$  - sondă de explorare preliminară  
 A - apă marginală de talpă  
 P - petrol  
 G - gaze

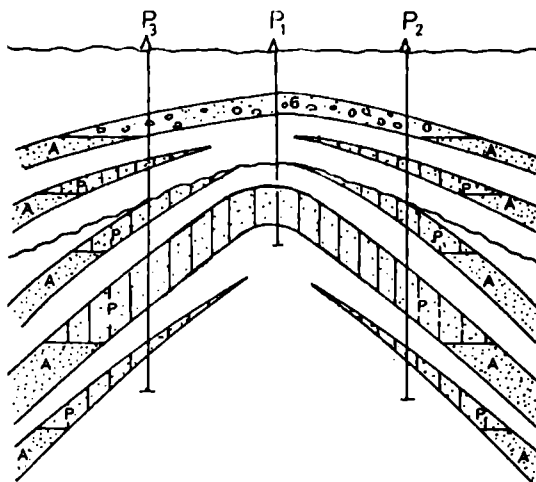


Fig.17. Amplasarea sondelor de explorare preliminară pe profilul magistral al unei structuri geologice complexe.

$P_1$  - sondă de explorare preliminară  
 A - apă marginală de talpă  
 P - petrol  
 G - gaze

De aceea programul de explorare trebuie să prevadă completarea profilului transversal cu cel puțin două sonde ( $P_2$  și  $P_3$ ), săpate pe flancurile structurii, care vor descoperi eventualele zăcăminte de petrol și/sau gaze situate în rocile colectoare efilate.

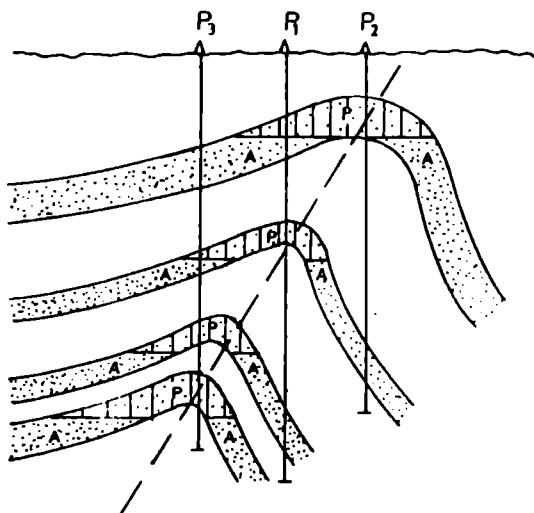


Fig. 18. Amplasarea sondelor de explorare preliminară pe profilul magistral al unei structuri geologice al cărei plan axial se schimbă cu adâncimea  
 $P_1$  - sondă de explorare preliminară  
 A - opă marginală de tolpă  
 P - petrol

e) Unele structuri geologice prezintă fenomenul de disarmonie structurală adică deplasarea planului axial cu adâncimea sau cu alte cuvinte apexul stratelor cutate se deplasează pe măsură ce crește adâncimea de îngropare (fig. 18). În această situație forajul unei singure sonde va descoperi numai acumulările de hidrocarburi aflate în stratele mai puțin

adânci astfel că programul de explorare preliminară va trebui să cuprindă profile transversale pe structură, alcătuite din cel puțin trei sonde.

f) Diapirele de sare datorită evoluției tectogenetice specifice de obicei duc la formarea de capcane mixte, în care stratele colectoare din formațiunile acoperitoare sării sunt faliat și cutate sub formă de anticlinal iar cele situate pe flancurile diapirului sunt retezate și etanșate de masivul de sare; în plus pot apărea discordanțe stratigrafice sub care stratele

efilate au uneori altă înclinare (fig. 19).

În această situație săparea unei singure sonde ( $P_1$ ) în apexul structurii va conduce eventual la descoperirea unor rezerve mici din

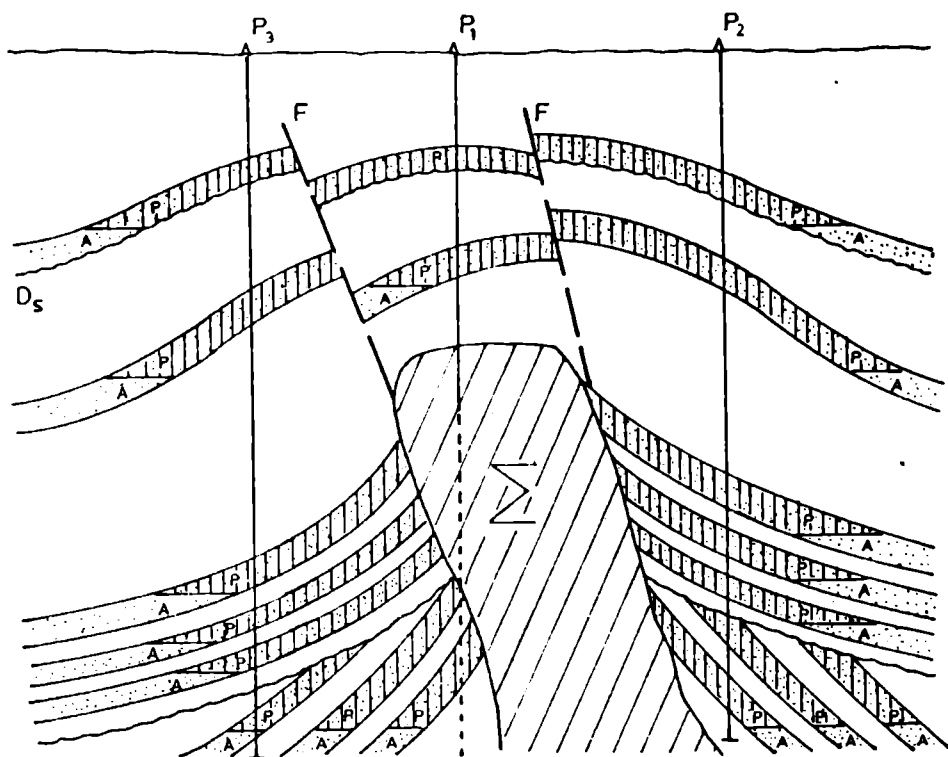


Fig. 19. Amplasarea sondelor de explorare preliminară pe profilul magistral al unui diapir de sare

$P_1$  - sondă de explorare preliminară

$P$  - petrol

$A$  - apă marginală de talpă

$D_s$  - discordanță stratigrafică

$F$  - falie

$\Sigma$  - diapir de sare

acumularile de hidrocarburi situate numai în rocile colectoare aflate deasupra diapirului. De asemenea ținând seama că forajul în masivele de sare este dificil și se face cu riscuri și cheltuieli foarte mari, procesul de

foraj al acestei sonde va fi întrerupt după ce ea va străbate câțiva zeci de metri prin sare astfel că, nu va descoperi celelalte zăcămintele cu petrol și gaze.

Explorarea preliminară cu profile transversale pe structură alcătuite din cel puțin trei sonde este cea mai bună soluție. Sondele săpate pe flancuri ( $P_2$  și  $P_3$  în cazul de față) va cerceta stratele constituite din roci colectoare, cutate sub formă de anticlinal dar retezate de diapirul de sare, strate în care este posibil să se găsească importante rezerve de petrol și gaze (de exemplu Meoșianul și Dacianul de Țintea, Băicoi, Moreni etc. din zona cutelor diapire).

g) Faliile inverse sau normale care afectează stratele cutate sub formă de anticlinal le compartimentează în blocuri tectonice etanșe sau

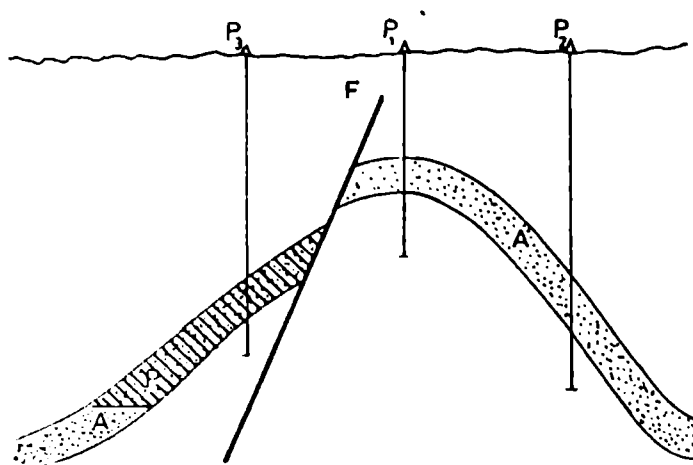


Fig. 20 Amplasarea sondelor de explorare preliminară pe profilul magistral al unui anticlinal foliat

$P_1$  - sondă de explorare preliminară

A - opă

P - petrol

F - falie etanșă

neetanșe în care rocile colectoare pot fi saturate cu petrol, gaze sau apă.

Anticlinalul din fig. 20 este afectat de falia normală F, astfel că rocile colectoare din acoperiș sunt mai coborâte și conțin petrol iar stratul colector din culcușul faliei mai ridicat este saturat numai cu apă. Faptul că stratul colector, mai ridicat, din culcușul faliei nu conține hidrocarburi poate fi pus pe seama mai multor cauze geologice:

- în zona acestui strat falia nu este etanșă și hidrocarburile s-au deplasat pe planul de falie sau prin rocile pe care falia le-a pus în contact cu colectorul;

- rocile protectoare din acoperișul stratului nu au calitățile necesare pentru protejarea hidrocarburilor și anume: litofaciesul lor nu creează condițiile ca ele să fie greu permeabile sau impermeabile; grosimea lor este redusă sau aceste roci de cuvertură nu acoperă în întregime structura și astfel hidrocarburile pot să migreze în afara capcanei;

- rocile care alcătuiesc stratul mai ridicat au porozitate foarte mică (< 10%) și astfel nu constituie colectoare bune pentru hidrocarburi (eventual există o saturație în apă de 70-80% și de 20-30% pentru hidrocarburi, situație în care acestea nu curg la sondă. În acest caz, dacă programul de explorare preliminară ar prevedea săparea numai a sondei  $P_1$  din apexul structurii sau cel mult și a sondei  $P_2$  situată pe flancul ridicat, explorarea acestei structuri ar fi lipsită de succes. Întregirea profilului transversal cu cel puțin o sondă ( $P_3$ ) va duce la descoperirea eventualului zăcământ situat în rocile colectoare din flancul coborât al structurii geologice.

De obicei structurile geologice sunt afectate de mai multe falii, uneori adevărate sisteme transversale și longitudinale care le împart în virtuale mozaicuri de blocuri tectonice. Deplasarea rocilor colectoare pe cele două falii din fig. 21 a creat trei blocuri tectonice, dintre care cel central, mai ridicat este saturat cu gaze iar celelalte două mai coborâte, conțin petrol.

Proiectarea sondelor de explorare preliminară ( $P_1$  și  $P_2$ ) numai în zona centrală a structurii va duce la descoperirea doar a gazelor din blocul ridicat. Astfel programul de explorare preliminară trebuie să cuprindă profile transversale alcătuite din cel puțin trei sonde (în cazul de față sunt mai multe:  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_3$ ,  $P_4$ ,  $P_5$  și  $P_6$  - fig. 21) care vor descoperi

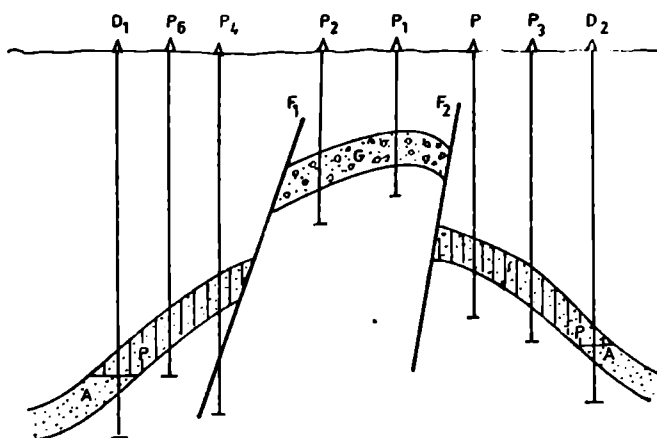


Fig. 21. Amplasarea sondelor de explorare pe profilul magistral al unui anticlinal faliat (zăcăminte de petrol și gaze, falii etanșe)

$P_1$  - sondă de explorare preliminară

$D_1$  - sondă de explorare de detaliu

P - petrol

G - gaze de hidrocarburi

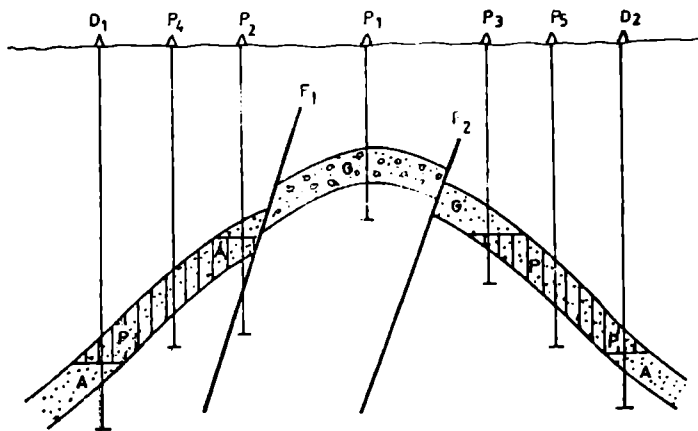
A - apă marginală de tolpă

F - falii etanșe

atât gazele hidrocarburiice din blocul central ridicat cât și petrolul din blocurile coborâte situate pe flancurile anticlinalului cercetat. În plus aceste sonde vor testa și gradul de etanșare al faliilor și probabil vor arăta că există trei unități (zăcăminte) hidrocinamice independente. De



asemenea aliniamentul sondelor de explorare preliminară se completează cu sonde de explorare de detaliu ( $D_1$  și  $D_2$  - fig. 21) care vor stabili adâncimea limitei petrol - apă și astfel, la sfârșitul explorării vor fi conturate zăcămintele de petrol și gaze. De menționat că unele sonde pot să aibă obiective multiple cum este cazul sondei  $P_4$  din fig. 21, care are ca obiectiv principal descoperirea zăcământului cu petrol din stratul coborât, dar are și scop de detaliu și anume detalierea caracterelor faliei  $F_1$  (înclinare, direcție ș.a.).



**Fig. 22. Amplasarea sondelor de explorare pe profilul magistral al unui anticlinal faliat (zăcământ de petrol cu cap primar de gaze, falii netanșe).**

- $P$  = sondă de explorare preliminară
- $D$  = sondă de explorare de detaliu
- $P$  = petrol
- $G$  = gaze de hidrocarburi
- $A$  = apă marginală de talpă
- $F$  = falie etanșă

În cazul când săritura faliilor este mult mai mică decât grosimea stratului colector - fapt care se poate constata după interpretarea profilelor

seismice - atunci se presupune că faliile sunt neetanșe și că există un singur zăcământ de petrol, eventual cu cap primar de gaze (fig. 22). Proiectul de explorare preliminară prevede și în acest caz amplasarea a cel puțin trei sonde pe aliniamentul transversal magistral pentru că sonda  $P_1$  poate descoperi numai gaze în blocul central mai ridicat (fig. 22) iar concluzia greșită ar fi că ne găsim în prezența unui zăcământ pur gazeifer. Sondele  $P_2$  și  $P_3$  care pot atinge limita petrol - gaze arată că este un zăcământ de petrol cu cap primar de gaze și deci faliile  $F_1$  și  $F_2$  sunt neetanșe și nu compartimentează structura în unități hidro dinamice independente. Sondele  $P_4$  și  $P_5$  oferă informații despre petrolul care saturează colectorul, iar sondele de explorare de detaliu ( $D_1$  și  $D_2$  - fig 22) situate pe terminațiile profilului magistral de explorare preliminară stabilesc extinderea zăcământului în suprafață și în adâncime.

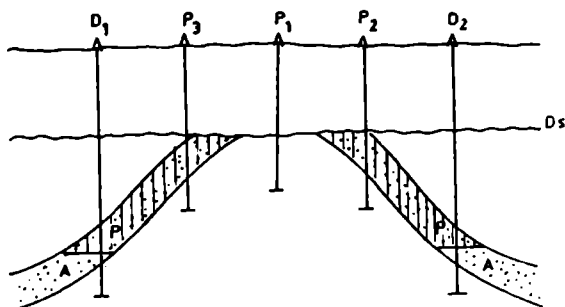


Fig. 23. Amplasarea sondelor de explorare pe profilul magistral al unui anticlinal închis sub discordanță stratigrafică ( $D_s$ ).

- $P_1$  - sondă de explorare preliminară
- $D_1$  - sondă de explorare de detaliu
- P - petrol
- A - apă marginală de talpă
- $D_s$  - discordanță stratigrafică

h) Datorită re-  
flexiilor multiple  
sau a interfe-  
rențelor undelor  
seismice sau  
din cauza cali-  
tății mai puțin  
bune a profilelor  
seismice, inter-  
pretarea lor  
geologică poate  
conduce la ina-  
ginea unor  
structuri geolo-  
gice complete.  
De exemplu un  
anticlinal este

tunchiat sub o discordanță stratigrafică (fig. 23) iar rezoluția profilului seismic (de obicei mai mare de 200 m) nu sesizează acest lucru, astfel că din interpretarea geologică se poate considera că anticlinalul este complet iar stratul colector se continuă și în apexul anticlinalului, fără a fi afectat de discordanța stratigrafică. În altă situație, stratele colectoare se dezvoltă numai în zonele laterale ale unui anticlinal (flancuri și periclinae) iar în partea sa centrală se efilează (fig. 24), însă rezoluția profilului

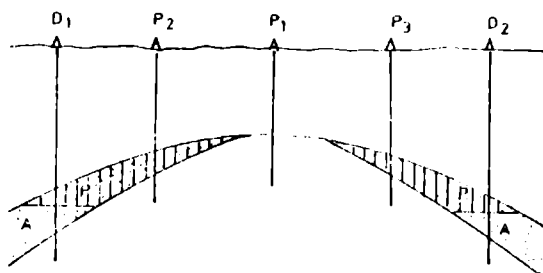


Fig. 24 Explorarea zăcămintelor stratiforme efilate pe flancurile unui anticlinal

P<sub>1</sub> - sondă de explorare preliminară  
D<sub>1</sub> - sondă de explorare de detaliu  
P - petrol  
A - opo

seismic și interpretarea sa eronată poate conduce la ipoteza că ele au continuitate pe toată structura geologică cercetată.

În ambele situații, explorarea preliminară se face cu sonde amplasate pe

aliniamente transversale pe structură. Fiecare aliniament trebuie să cuprindă minim trei sonde pentru că prima sondă (P<sub>1</sub> din fig. 23 și 24) situată în apexul falsului anticlinal nu interceptează nici rocile colectoare și deci nici zăcămintul cu hidrocarburi. Sondele P<sub>2</sub> și P<sub>3</sub> situate mai jos pe flancurile structurii vor descoperi rocile colectoare și eventualele hidrocarburi care le saturează. Sondele D<sub>1</sub> și D<sub>2</sub> sunt sonde de explorare de detaliu și completează aliniamentul de explorare preliminară. Ele au drept obiectiv principal stabilirea în adâncime și în suprafață a limitelor

zăcămintului cu hidrocarburi și determinarea proprietăților petrofizice ale rocilor colectoare și ale fluidelor care le saturează.

i) Amplasarea de cel puțin trei sonde de explorare preliminară pe aliniamente transversale pe structura geologică este necesară și în cazul straturilor monoclinale închise datorită discordanțelor stratigrafice (mai ales atunci când colectoarele sunt alcătuite din mai multe complexe litologice (fig. 25 și 26)).

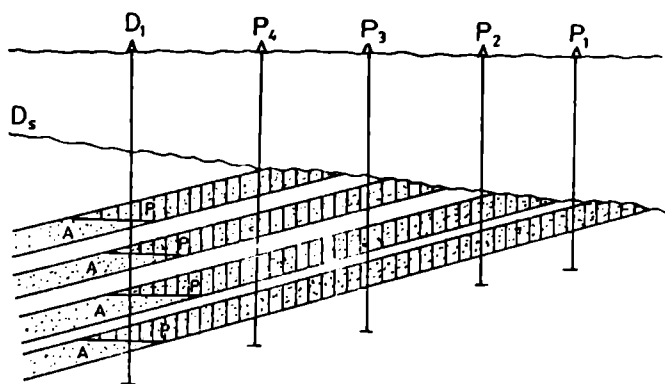


Fig. 25. Amplasarea sondelor de explorare pe profilul magistral al unei structuri ecranate stratigrafic (stratele colectoare sunt închise sub discordanță)

$D_s$  - discordanță stratigrafică

$P_1$  - sondă de explorare de detaliu

$D_1$  - sondă de explorare de detaliu

P - petrol

A - apă marginală de talpă

În fig. 25 colectoarele, grupate în patru complexe sunt închise sub discordanța stratigrafică, iar în fig. 26 sunt trei complexe de roci colectoare închise pe discordanța stratigrafică. Prima sondă de explorare preliminară ( $P_1$  în fig. 25 și 26) va străbate numai un singur complex de roci colectoare, iar celelalte sonde ( $P_{12}$ ,  $P_3$  și  $P_4$  fig. 25 și respectiv  $P_2$  și

$P_3$  în fig. 26) vor intercepta - strat cu strat - toate complexele care eventual pot fi saturate cu petrol sau gaze. Sondele de explorare de detaliu ( $D_1$  - fig. 25 și  $D_1 + D_2$  din fig. 26) sunt amplasate cel mai jos pe structura cercetată și - în principal - au rolul de a stabili extinderea acumulării cu hidrocarburi în suprafață și adâncime, în toate complexele colectoare care intră în alcătuirea structurii geologice cercetate.

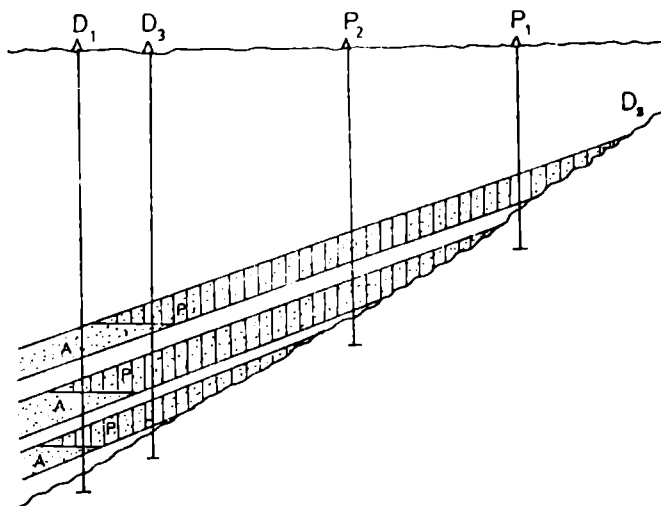


Fig. 26. Amplasarea sondelor de explorare pe profilul magistral al unei structuri ecranate stratigrafic (stratele colectoare se închid pe discordanță)

- $D_s$  - discordanță stratigrafică
- $P_1$  - sondă de explorare preliminară
- $D_1$  - sondă de explorare de detaliu
- P - petrol
- A - apă marginală de tolpă

j) În cadrul explorării zăcămintelor de hidrocarburi de tip masiv - la fel ca în cazul zăcămintelor de tip stratiform - se impune amplasarea sondelor de explorare preliminară pe aliniamente transversale pe

structură, mai ales atunci când structurile geologice sunt alungite; fiecare aliniament va cuprinde cel puțin trei sonde de explorare preliminară și va fi completat pe terminațiile sale cu cel puțin câte o sondă de explorare de detaliu.

Amplasarea de minim trei sonde de explorare preliminară cel puțin pe profilul magistral al unei structuri geologice care conține un zăcământ masiv se impune datorită unor situații cum sunt:

- prima sondă de explorare preliminară ( $P_1$  în fig. 27), după ce a

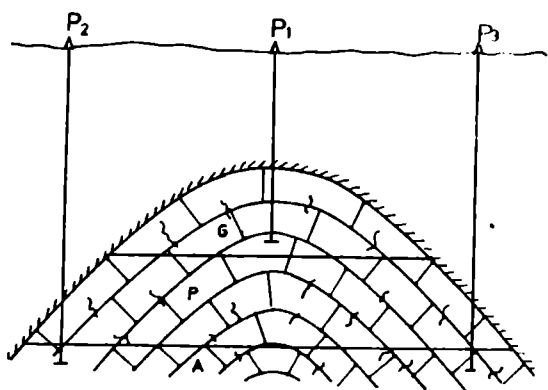


Fig. 27. Amplasarea sondelor de explorare preliminară pe profilul magistral al unei proeminențe structurale nefoliate cu zăcământ de petrol și cap primar de gaze în condiții hidrostatice (limita dintre fluide este orizontală).



P - petrol

G - gaze

A - apă tubulară de talpă

$P_1$  - sondă de explorare preliminară

interceptat zăcământul cu gaze și a străbătut câțiva zeci de metri în roca saturată cu gaze hidrocarburice, este stopată înainte de a atinge limita petrol - gaze. Această abandonare a procesului de foraj în sonda  $P_1$  poate avea mai multe cauze: defecțiuni tehnice (cel mai adesea pierderea sapei și a unei părți din prăjinile de foraj), presiune mare de zăcământ iar instalația de foraj nu este

dotată cu echipament adevat pentru a face față suprapresiunilor ș.a. În această situație se consideră că zăcământul este pur gazelor și se

impune săparea sondelor  $P_2$  și  $P_3$  situate pe flancuri care vor descoperi și petrolul, astfel că se va constăta că zăcământul masiv conține petrol cu cap primar de gaze. Desigur că descoperirea eventualului petrol din această structură se poate face și cu alte sonde amplasate pe axul longitudinal, dar probabil mult mai târziu, când poate să se apară altă

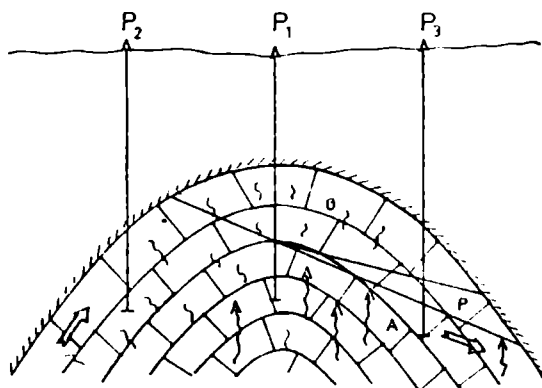


Fig 28. Amplasarea sondelor de explorare preliminară pe profilul magistral al unei proeminențe structurale nefoliolate în condiții hidrodinamice de acumulare a petrolului și gazelor (limita dintre fluide este înclinată în sensul de deplasare al apei).



- rocile carbonatice fisurate



- sensul de deplasare al apei



- sensul de migrație al hidrocarburilor

A - apă tabulară de talpă

P - petrol

G - gaze

$P_1$  - sondă de explorare preliminară

conjectură economică mai nefavorabilă explorării.

Condițiile hidrodinamice foarte intense - după cum se știe - pot provoca spălarea și deci îndepărtarea hidrocarburilor din zăcământ.

Regimul hidrodinamic relativ intens determină înclinarea limitei apă - petrol sau apă - gaze în sensul de curgere al apei, această limită fiind cu atât mai înclinată cu cât gradientul

hidraulic este mai ridicat, conform relației:

$$\frac{dh}{dl} = \frac{\rho_a}{\rho_a - \rho_p} \frac{dz}{dl}$$

unde:  $dh/dl$  = panta limitei petrol/apă;  $dz/dl$  = gradientul hidraulic al apei;  
 $\rho_a$  = densitatea apei;  $\rho_p$  = densitatea petrolului

În cazul unui gradient hidraulic relativ ridicat, curgerea apelor de zăcământ poate să deplaseze petrolul și în măsură mai mică gazele pe flancul opus sensului de mișcare al apelor (fig. 28) și dacă se sapă numai o singură sondă de explorare preliminară în apexul structurii ( $P_1$  în fig. 28) ea va intercepta numai zăcământul cu gaze deoarece petrolul nu se mai găsește în zona centrală și este deplasat pe flancul structurii.

În această situație se impune săparea sondelor de explorare preliminară pe  $P_2$  și  $P_3$  pe flancurile structurii. Ele vor elucida condițiile acumulării hidrocarburilor, în sensul că sonda  $P_3$  și apoi celelalte sonde de explorare preliminară săpate - în special pe acest flanc - vor arăta că este vorba de un zăcământ masiv de petrol cu cap primar de gaze influențat decurgerea apelor de zăcământ.

10. În cazul structurilor geologice dezvoltate și în lățime programul de explorare preliminară prevede amplasarea sondelor în rețea rectangulară (pătratică ș.a.) iar intervalele dintre sonde vor fi un multiplu al echi-distanțelor dintre sondele de explorare.

11. Explorarea de detaliu a zăcămintelor de petrol și gaze se realizează cu sonde care au ca obiectiv stabilirea extinderii zăcământului în adâncime și în suprafață, adică stabilirea conturului zăcământului; de asemenea ele pot avea ca obiectiv stabilirea tipului de ecranare a zăcământului, care poate fi tectonică, stratigrafică sau litologică și a caracteristicilor acestuia. De exemplu în cazul falilor-ecran înclinarea și direcția acesteia, în cazul efilării stratelor colectoare determinarea liniei de efilare a acestora, în cazul discordanțelor stratigrafice unghiul de stabilire a unghiului de înclinare, direcția acesteia și modul cum se realizează ecranarea (sub sau pe discordanță).

Pentru realizarea primului obiectiv sondele de explorare de detaliu se amplasează după scheme diferite, după cum urmează:



- la capetele aliniamentelor pe care se află sondele de explorare preliminară, unde pot să fie programate - după caz - una sau mai multe sonde de explorare de detaliu pe fiecare terminație;
- ca sonde izolate situate între aliniamentele de explorare preliminară;
- ca sonde izolate situate pe terminațiile structurale (periclinale sau de flanc) ale capcanei cercetate.

Sondele de explorare de detaliu se amplasează în pozițiile structurale cele mai adecvate și anume în jos pe înclinarea stratelor, mai jos decât sondele de explorare preliminară astfel ca să intercepteze limita

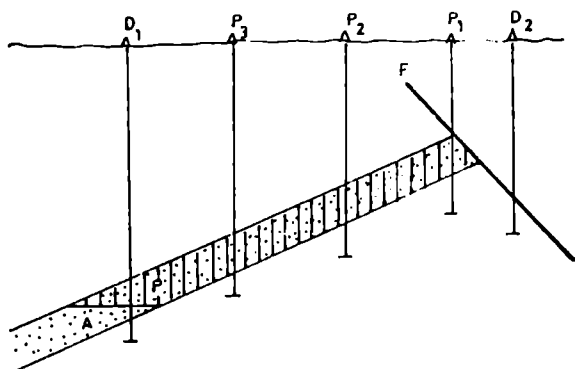


Fig 29. Explorarea zăcămintelor stratiforme ecranate tectonic

- $P_1$  - sondă de explorare preliminară
- $D_1$  - sondă de explorare de detaliu
- F - falie etanșă
- P - petrol
- A - apă

petrol - apă și gaze - apă. În cazul când sondele de explorare de detaliu au ca obiectiv evaluarea caracteristicilor ecranelor care etanșează acumularea petroliferă - gazeiferă, ele se amplasează în sus pe înclinarea stratelor, mai sus decât

sondele de explorare preliminară (sonda  $D_2$  din fig. 29). De cele mai multe ori, din rațiuni economice (de exemplu cheltuieli mai mari decât cele care au fost prevăzute la începutul explorării) se poate renunța la săparea

acestor sonde, în special atunci când ele sunt proiectate în afara zăcămintului cu hidrocarburi sau mai ales când nu interceptează rocile colectoare (sonda  $D_2$  din fig. 29 ).

12. În elaborarea programului de explorare de detaliu se va ține seama de faptul că toate sondele programate în această etapă de cercetare, la fel ca și cele de explorare preliminară vor fi utilizate - după finalizarea explorării - la exploatarea zăcămintului de petrol și gaze astfel că, ele trebuie încadrate în gabaritul sondelor de exploatare. De aceea sondele de explorare de detaliu se amplasează - pe cât posibil - în interiorul acumulării petrolifere - gazeifere.

13. Unele dintre sondele de explorare de detaliu și uneori și sondele de explorare preliminară nu interceptează zăcămintul cu hidrocarburi ci numai rocile colectoare saturate cu apă iar câteodată - cel puțin - nu le ating nici pe acestea, caz în care sunt abandonate.

În prima situație, o parte din aceste sonde va putea fi folosită la exploatarea hidrocarburilor și anume la injecția de apă, procedeu larg utilizat în exploatarea petrolului. Sondele de explorare preliminară care au traversat rocile colectoare saturate cu gazele capului primar al acumulării de petrol pot fi folosite pentru injecția de gaze, un alt procedeu intens aplicat în exploatarea zăcămintelor de petrol.

14. Programul de explorare al zăcămintelor de petrol este relativ mai complicat decât al acumulărilor gazeifere, datorită proprietăților fizice și chimice diferite ale celor două tipuri de fluide, petrol și respectiv gaze. Astfel explorarea de detaliu a zăcămintelor de gaze se face de obicei cu un număr mai mic de sonde decât la cele de petrol, deoarece pe de o parte ținând seama de raza de influență mare a sondelor de gaze nu este întotdeauna necesară cunoașterea sigură a conturului zăcămintului de gaze, iar pe de altă parte limita apă - gaze poate fi estimată cu suficientă exactitate, în mod indirect, după datele de presiune înregistrate în două

sonde: una care a debitat gaze și alta care a debitat apă urmând ca ea să fie confirmată cu foraje.

În cazul zăcămintelor de petrol, evaluarea adâncimii limitei petrol - apă se poate face la fel ca la zăcămintele de gaze dar legile de variație ale presiunii sunt altele, iar densitatea petrolului este apropiată de aceea a apei, mai ales la petrolurile "grele", cu densitate mare. Astfel, explorarea de detaliu a zăcămintelor de petrol necesită mult mai multe sonde care trebuie să întâlnească și să confirme adâncimea la care se află limita apă - petrol, stabilind conturul și extinderea acumulărilor petrolifere.

### 3.5. ACTIVITATEA GEOLOGICĂ ÎN ETAPA DE EXPLORARE

În cadrul explorării petroliere, activitatea geologică poate fi delimitată ținând seama de perioada de desfășurare și anume: la începutul explorării, în timpul realizării acesteia și după finalizarea sa.

În perioada situată între sfârșitul prospecțiunii și începutul etapei de explorare petrolieră, activitatea geologică are de rezolvat următoarele obiective: evaluarea perspectivelor petrolifere - gazeifere ale regiunii cercetate, identificarea și alegerea structurilor geologice pentru explorare, stabilirea ordinii de explorare și elaborarea programelor de explorare pentru structurile selectate.

Evaluarea perspectivelor de hidrocarburi se face pe baza studiului întregului volum de informații obținute din lucrările de prospecțiune a căror aplicare s-a făcut în mod adecvat, în funcție de condițiile geologice ale regiunii cercetate. Elementele de care geologii trebuie să țină seama într-o asemenea evaluare petroliferă - gazeiferă sunt:

- grosimea și litostratigrafia cuverturii sedimentare, din care - în corelație cu timpul de depunere - rezultă rata de sedimentare și amplexarea subsidenței pentru fiecare secvență litostratigrafică;

- evoluția bazinului de sedimentare sau numai a sectorului cercetat în etapa de prospecțiune;

- grosimea, răspândirea în suprafață și în adâncime, vârsta stratigrafică, conținutul de material organic, evoluția termică, treapta de maturizare termică a secvențelor pelitice (detritice și carbonatice) care pot constitui roci sursă sau roci generatoare de petrol și gaze;

- evaluarea perioadei de geneză a petrolului și a gazelor și calcularea volumelor de hidrocarburi generate, expulzate, migrate și conservate în cuprinsul regiunii cercetate;

- grosimea, răspândirea în suprafață și în adâncime, poziție stratigrafică, petrografia, parametri petrofizici (în principal porozitatea și permeabilitatea) ai secvențelor detritice grosiere și ai celor carbonatice fisurate, care ar putea reprezenta roci colectoare pentru petrol și gaze;

- distribuția în adâncime și în suprafață, grosimea, poziția stratigrafică, petrografia, dimensiunile porilor, tensiunea interfacială, presiunea capilară a secvențelor pelitice care ar putea fi roci protectoare sau de cuvertură pentru cele colectoare;

- grosimea, răspândirea în suprafață și în adâncime, poziția stratigrafică, petrografia, parametri petrofizici (în principal porozitatea și permeabilitatea) ai secvențelor detritice grosiere și ai celor carbonatice fisurate, care ar putea reprezenta roci colectoare pentru petrol și gaze;

- distribuția în adâncime și în suprafață, grosimea, poziția stratigrafică, petrografia, dimensiunile porilor, tensiunea interfacială, presiunea capilară a secvențelor pelitice care ar putea fi roci protectoare sau de cuvertură pentru cele colectoare;

- interpretarea petrolieră a eventualelor surse de degradare și distrugere a zăcămintelor de hidrocarburi care reprezintă, pe de o parte, un indiciu pozitiv al formării și acumulării petrolului și a gazelor în zona cercetată, iar pe de altă parte pot să arate că unele structuri geologice nu sunt bine închise și protejate de rocile de cuvertură;

- gradul de dislocare tectonică a cuverturii sedimentare, tipurile de structuri constituite și elementele de închidere a lor; structuri litostratigrafice și sedimentare și postsedimentare și gradul de închidere a lor; perioada de formare a capcanelor comparată cu timpul de geneză, expulzare, migrație și acumulare a petrolului și a gazelor;

- condițiile hidrogeologice regionale și în măsura posibilităților și cele locale, condiții care pot îmbunătăți sau anula gradul de acumulare a hidrocarburilor dintr-o capcană;

Aceste elemente obținute la sfârșitul etapei de prospecțiune și integrate în modele mai simple sau mai complexe oferă geologilor posibilitatea evaluării potențialului de hidrocarburi al regiunii cercetate.

Interpretarea datelor de prospecțiune petrolieră conduce în final - așa cum s-a mai arătat - la identificarea structurilor geologice locale sau a capcanelor. Geologului de petrol îi revine sarcina alegerii acelor structuri geologice (capcane) care prezintă cele mai favorabile perspective pentru acumularea hidrocarburilor; de asemenea el stabilește ordinea în care aceste structuri vor intra în etapa de explorare. Selectarea structurilor și ordinea în care sunt ele explorate țin seama de criterii bine definite a căror prezentare se va face în secțiunea următoare a acestui capitol.

Activitatea geologică de la începutul explorării constă de asemenea în elaborarea programelor sau proiectelor de explorare pentru structurile geologice selectate. Această activitate constă în:

- stabilirea amplasamentului sondelor și a obiectivelor fiecăreia ținând seama că o sondă poate avea unul sau două obiective principale și alte obiective secundare. De exemplu, în cazul explorării acumulării petrolifere-gazeifere din Sarmășanul structurii Țicleni obiectivele principale ale unei sonde pot fi conturarea zăcământului cu hidrocarburi la complexul 5 și descoperirea hidrocarburilor în complexe 6, 7 și 8, iar ca obiective secundare precizarea eventualelor efilări sau schimbări litofaciale ale rocilor colectoare, precizarea poziției unei falii insuficient



relevantă de prospecțiune, identificarea discordanțelor stratigrafice, adâncimea și amploarea acesteia ș. a.

- stabilirea etapelor pentru forajul sondelor de explorare și condiționarea acestora;
- elaborarea programului de foraj și de construcție a sondelor;
- elaborarea programului de investigare geologică, geofizică, geochimică și hidrogeologică a sondelor.

În perioada de desfășurare a etapei de explorare petrolieră activitatea geologică constă în:

- urmărirea și controlul forajelor de explorare;
- prelevarea și analiza probelor de roci (carote mecanice, probe de sită, probe de perete) și interpretarea geologică și petrolieră a acestor analize;
- urmărirea testelor de productivitate petrolieră a stratelor în timpul forajului iar în finalul acestuia, urmărirea probelor de producție petrolieră industrială a sondelor.

Atunci când în cuprinsul structurii geologice cercetate explorarea petrolieră s-a încheiat iar zăcământul de petrol sau gaze a fost complet conturat, activitatea geologică constă în întocmirea studiului final care cuprinde:

- poziția geografică a structurii;
- caracterele litostratigrafice și tectonice;
- parametrii petrofizici ai rocilor colectoare (porozitate, permeabilitate, saturație în fluide);
- proprietățile fizice ale zăcământului (adâncimea, presiunea, temperatura);
- starea fizică și compoziția chimică a hidrocarburilor;
- proprietățile fizice ale fluidelor (densitate, rația gaze țiței, rația gaze apă, rația apă-țiței, rația de soluție, coeficientul de compresibilitate, factorul de volum al gazelor respectiv al țițeiului);

- gradul de tectonizare, caracterul falilor (etanșe sau neetanșe), unitățile hidro dinamice.

Informațiile privind caracteristicile geologice, geofizice și petroliere ale structurilor geologice și acumulărilor cu hidrocarburi descoperite - obținute prin lucrările de prospecțiune, de explorare și de exploatare (din datele probelor industriale ale sondelor - sunt utilizate de geologi, geofizicieni, ingineri de zăcământ, economiști, juriști și mulți alți specialiști în mai multe scopuri, printre care și acela al evaluării rezervelor de petrol și gaze sub aspect calitativ și cantitativ. Cunoașterea rezervelor de hidrocarburi (petrol, condensat, gazolină, gaze lichefiate, gaze nelichefiate) este foarte importantă pentru elaborarea programelor de cercetare în etapele următoare, pentru planificarea investițiilor și pentru estimarea producției de petrol și gaze în viitor.

Activitatea geologică joacă un rol deosebit de important în problemele privind analiza, evaluarea și promovarea rezervelor de hidrocarburi sub următoarele aspecte:

-încadrarea rezervelor de hidrocarburi în categorii separate după criteriile stabilite de Agenția Națională de Resurse Minerale (ANRM);

-delimitarea în suprafață a rezervelor, pe categorii și evaluarea lor calitativă;

-evaluarea cantitativă a rezervelor, pe categorii;

-elaborarea documentației de calculul rezervelor;

-confirmarea rezultatelor de către departamentul specializat al Agenției Naționale de Resurse Minerale (ANRM);

-actualizarea periodică a rezervelor.

Activitatea geologică se desfășoară neîntrerupt în toate etapele de cercetare și de descoperire a zăcământului de petrol și gaze și continuă și după trecerea zăcământului în exploatare; de exemplu în această ultimă etapă geologul participă la calculul rezervelor sau contribuie în mod esențial la stabilirea modelului de zăcământ, absolut necesar pentru

proiectarea exploatării și apoi pentru exploatarea hidrocarburilor descoperite. Astfel unul din capitolele importante ale acestui studiu este cel referitor la calculul rezervelor de petrol și gaze și apoi privind raportul dintre costul lucrărilor de cercetare și mărimea rezervei de hidrocarburi descoperite. Acest studiu final, întocmit la sfârșitul explorării este foarte util geologilor și petroliștilor care lucrează în exploatare, pentru că el - cuprinzând toate datele geologice și petroliere privind zăcământul cu petrol și gaze - constituie baza pentru proiectarea exploatării și apoi pentru trecerea zăcământului în etapa de exploatare.

### **3.6. CRITERIILE PENTRU STABILIREA ORDINII DE EXPLORARE A STRUCTURILOR GEOLOGICE**

Structurile geologice din cuprinsul regiunii cercetate, identificate în etapa de prospecțiune ridică numeroase probleme de ordin petrolier - și nu numai - geologilor care trebuie să întocmească proiectele de explorare. Aceste probleme care în general se referă la selectarea structurilor și la etapizarea lucrărilor de explorare pot fi schematizate în felul următor:

- care sunt structurile petrolifere-gazeifere;
- care sunt structurile pur gazeifere;
- care sunt rezervele de petrol și/sau gaze acumulate;
- care sunt structurile lipsite de perspective petrolifere-gazeifere;
- care este ordinea de urgență privind explorarea structurilor

geologice

Primele trei probleme se pot rezolva prin evaluarea gradului de maturizare termică a rocilor sursă și apoi a perioadei de expulzare, migrație și acumulare a hidrocarburilor în corelație cu timpul de formare a capcanelor. De asemenea trebuie să se țină seama de poziția în spațiu a capcanelor față de zonele în care există "bucătăria de petrol" adică zona



de geneză a petrolului și respectiv față de zona de formare a gazelor biogene și termogene adică sectoarele bazinului în care rocile sursă au generat petrol, gaze biogene sau termogene; în plus analiza căilor preferențiale de migrație a hidrocarburilor către capcane pot să ofere indicii pentru evoluarea caracterului petrolifer și/sau gazeifer al capcanelor și al cantităților de hidrocarburi acumulate.

Volumul petrolului și sau al gazelor acumulate se poate aprecia pe baza caracterelor capcanei cum sunt: dimensiunile structurii, valoarea închiderii teoretice sau închiderea verticală din care se poate aprecia închiderea practică sau închiderea de zăcământ, caracteristicile rocilor protectoare tinând seama că unele pot ecrana petrolul și gazele și altele gazele iar uneori numai petrolul, caracterul static sau dinamic al apelor de zăcământ etc.

Criteriile privind stabilirea ordinii de explorare a structurilor geologice identificate în etapa de prospecțiune - dacă se ține seama de problemele prezentate foarte schematic mai sus - sunt următoarele:

- dimensiunea structurilor și volumul posibil de petrol și/sau gaze acumulat astfel că primele structuri geologice explorate vor fi cele care conțin rezervele posibile cele mai mari;

- adâncimea probabilă a acunulărilor și anume se explorează mai întâi capcanele situate la adâncimea cea mai mică;

- starea fizică a hidrocarburilor (compoziția zăcământului posibil) în sensul că zăcămintele posibile de petrol se exploatează înaintea celor de gaze, dar ținând seama de primul criteriu și anume dimensiunea structurii este decisivă în stabilirea ordinii de explorare;

gradul de accesibilitate în zona fiecărei structuri și anume explorarea se face mai târziu pentru structurile situate în regiuni greu accesibile, cu relief foarte accidentat, cu zone mlăștinoase sau din domeniul acvatorial cu ape foarte adânci;

- numărul și tipul instalațiilor de foraj pe trepte de adâncime disponibile. De exemplu dacă nu este disponibilă nici o instalație de foraj până la 2500 m și există una pentru adâncimea de 5000 m, se va explora mai întâi o structură cu zăcământul posibil la circa 4700 m și mai târziu o structură cu zăcământul posibil la circa 2300 m.

Criteriile prezentate mai sus contribuie la succesul explorării ținând seama de faptul că fiecare companie de petrol dorește ca prima structură explorată să fie petroliferă-gazeiferă iar acumularea descoperită să aibă caracter economic.

### **3.7. RATA DE SUCCES ȘI FACTORUL DE RISC ÎN EXPLORAREA PETROLIERĂ**

Rata de succes a explorării petroliere (RSE) arată proporția de sonde de eplorare care au avut rezultate pozitive în raport cu numărul sondelor care au avut insucces. De exemplu pentru explorarea petrolieră a unui anticlinal au fost propuse 20 de sonde de explorare preliminară iar dintre acestea - la probele industriale de producție - numai 15 au avut debite comerciale de petrol, de unde rezultă că rata de succes a explorării (RSE) este următoarea:

$$\text{RSE}=15/20=0,75 \quad \text{RSE}=75\%$$

Sonda de explorare cu rezultate pozitive este aceea care a descoperit zăcământul cu hidrocarburi iar la probele de producție industrială a avut debite comerciale de petrol și/sau gaze; în plus ea și-a realizat programul stabilit inițial adică a fost forată până la obiectivul geologic și cu ajutorul ei au fost cercetate formațiunile geologice traversate. Sondele de explorare cu insucces mai sunt denumite și sonde uscate (dry wells). Aceste sonde ating obiectivul geologic programat inițial, cercetează formațiunile traversate dar la probele de producție nu produc nici petrol și nici gaze ci - eventual - numai apă astfel că, ele sunt impropriu denumite sonde uscate; de obicei aceste sunt situate în afara

conturului zăcămintului petrolifer-gazeifer, în zona saturată cu apă. Uneori este utilizată denumirea de sondă "ratată" sau "abandonată" din foraj. O asemenea sondă nu atinge obiectivul geologic pentru care a fost proiectată pentru că, datorită problemelor tehnice sau geologice procesul de foraj este întrerupt iar sonda este abandonată.

Rata de succes a eplorării se calculează după datele oficiale publicate, care însă nu ilustrează întodeauna cu acuratețe rata reală de succes a explorării. De exemplu unele companii de petrol consideră că toate sondele de explorare care au descoperit cel puțin urme de petrol (fără a avea debite industriale la probele de producție) sunt considerate sonde cu succes.

Factorul de risc al explorării petroliere ( $F_{re}$ ) indică câte sonde de explorare s-au săpat pentru o sondă cu rezultate pozitive. În exemplul numeric de mai sus:  $F_{re} = 1/20/15 = 1/1,33$  astfel că, pentru o sondă care au avut succes au fost săpate în medie 1.33 sonde care nu au descoperit petrol și gaze naturale.

Rata de succes și factorul de risc al explorării se poate calcula separat pentru fiecare etapă a explorării (preliminară sau de detaliu) sau se poate determina la sfârșitul explorării, pentru toate sondele forate.

Volumul și calitatea datelor obținute din activitatea de prospecțiune, complexitatea geologică (litologică, stratigrafică, tectonică, petrolieră, hidrogeologică, geochimică etc.) a structurilor explorate, adâncimea obiectivului geologic de explorat determină rata de succes și factorul de risc al explorării. Pe măsură ce crește adâncimea de explorare calitatea informațiilor geofizice se reduce; de asemenea s-a constatat statistic că acumulările petrolifere- gazeifere își reduc rezervele la adâncimi mai mari de 4000 m astfel că, pe măsură ce explorarea vizează intervale stratigrafice mai vechi și mai adânci, crește factorul de risc și scade rata de succes a explorării.

## **4. METODOLOGIA DE EXPLOARE PETROLIERĂ A ZĂCĂMINTELOR DE HIDROCARBURI**

Complexitatea elementelor structurale, litologice și stratigrafice care participă la constituirea rocilor sursă, colectoare și protectoare și a capcanelor precum și particularitățile condițiilor hidrogeologice și de migrație a hidrocarburilor - factori care în ansamblu determină în mod esențial formarea acumulărilor de petrol și gaze - fac din fiecare zăcământ un unicat. Metodologia de explorare a fiecărui tip de zăcământ de hidrocarburi trebuie gândită judicios de la un caz la altul, ținând seama de toți factorii implicați în formarea acumulărilor petrolifere-gazeifere. Cu toate că nu pot fi întocmite "rețete" universal aplicabile, metodologia de explorare poate fi sistematizată ținând seama de clasificările cunoscute ale zăcămintelor de petrol și gaze; așa cum se cunoaște, după criteriul structural - genetic ele se clasifică astfel:

- zăcăminte stratiforme,
- zăcăminte masive,
- zăcăminte delimitate litologic ( cu formă neregulată),
- zăcăminte mixte,

iar după starea de fază a hidrocarburilor ele pot fi:

- zăcăminte de petrol cu gaze dizolvate;
- zăcăminte de petrol cu cap primar de gaze;
- zăcăminte de petrol sărace în gaze dizolvate;
- zăcăminte pur gazeifere.

Această clasificare, având la bază în principal modul de formare a capcanelor și forma rezervonului precum și tipul hidrocarburilor conținute la care se pot adăuga și condițiile hidrogeologice (regim static sau dinamic) face ca prezentarea metodologiei de explorare pe tipuri de

zăcămintele de petrol și gaze să fie mai simplă și să devină mai ușor de înțeles și de aplicat.

#### **4.1. EXPLORAREA ZĂCĂMINTELOR STRATIFORME**

Grupa zăcămintelor stratiforme este divizată în subgrupe și clase separate după forma rezervorului, tipul de ecranare și unele particularități ale capcanei. Caracteristic acestei grupe de zăcămintele este forma rezervorului care este stratiformă, iar capcanele pot fi tectonice, stratigrafice sau litologice astfel că explorarea trebuie adaptată la aceste trăsături esențiale.

##### **4.1.1. STRUCTURI CU ZĂCĂMINTE STRATIFORME ECRANATE TECTONIC**

Zăcămintele stratiforme ecranate tectonic se formează în structurile geologice ale căror colectoare stratiforme sunt cutate sub formă de anticlinal (faliat sau nefaliat), precum și cele a căror formă este de monoclinal faliat. Explorarea preliminară și de detaliu se face în mod diferit pentru fiecare tip de structură geologică ținând seama de caracteristicile capcanei și de particularitățile rocilor colectoare.

##### ***a) Anticlinale nefaliat și faliat***

Structurile geologice de tipul anticlinalelor se formează datorită mișcărilor tectonice tangențiale sau în urma diapirismului formațiunilor salifere sau a argilelor care au determinat cutarea și falierea depozitelor sedimentare. Anticlinalele nefaliat și faliat împreună cu toate varietățile lor (brahianticlinale, domuri ș.a.) reprezintă cele mai obișnuite capcane pentru hidrocarburi; ele conțin peste 90% din rezervele mondiale de petrol și gaze (fig. 2). Trebuie amintit că cel mai mare zăcământ de petrol și gaze din lume - El Ghawar din bazinul arabo-iranian (Arabia Saudită) este de tip anticlinal faliat. Suprafața acestui zăcământ este de peste 8000

km<sup>2</sup>, cu o lungime a anticlinalului mai mare de 250 km, iar rezervele sale de petrol și gaze depășesc 10 miliarde de tone (Perrodon, 1985).

În mod asemănător, zăcămintul Urengoi din Siberia Occidentală cel mai mare zăcămint cu gaze din lume - este de tipul anticlinalului faliat. Exemplele ar putea continua cu cel puțin câteva zeci de zăcăminte gigantice și supergigantice care arată fără dubiu că anticlinalele nefaliat sau faliat sunt de departe cele mai des întâlnite tipuri de structuri geologice în care sunt acumulate cele mai mari rezerve de petrol și gaze din lume (fig. 2).

Petrolul și/sau gazele pot ocupa fie numai bolta fie bolta și flancurile, fie bolta și un flanc, fie ambele flancuri sau numai un flanc al anticlinalului nefaliat sau faliat în funcție de condițiile structurale, litologice, hidrogeologice etc. prezentate pe larg în secțiunea 3.4. astfel că, în mod obișnuit zonele din cadrul acestor structuri vizate de explorare vor fi bolta și flancurile lor.

Structurile geologice de tipul anticlinalului se prospectează și se explorează mult mai ușor decât celelalte tipuri de structuri datorită următoarelor aspecte:

anticlinalele se identifică mult mai ușor prin lucrările de prospecțiune geologică și geofizică;

- la alcătuirea anticlinalului participă de obicei mai multe strate cu roci colectoare posibil petrolifere-gazeifere, care în ansamblu își mențin același caracter al deformațiilor;

- prima sondă de explorare, forată în zona centrală a structurii (de obicei în apex) atinge mult mai ușor obiectivul decât în cazul altor tipuri de structuri.

Aceste considerații teoretice cât și practica explorării petroliere a făcut ca preocupările specialiștilor să fie orientate cu precădere spre recunoașterea și cercetarea structurilor de tip anticlinal și - după cum s-a

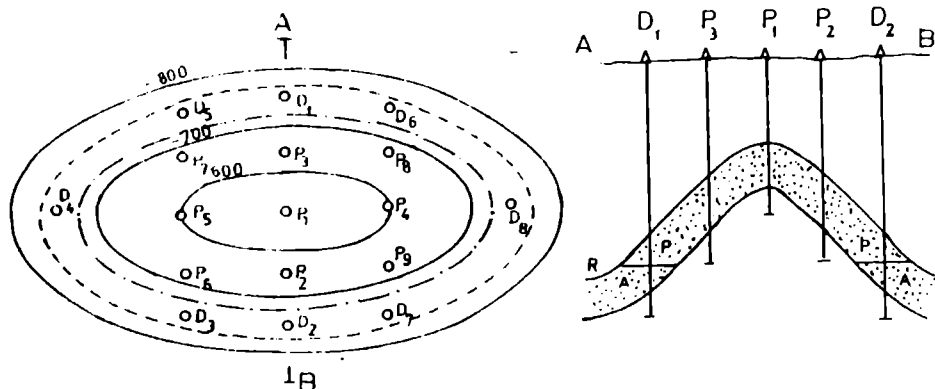
arătat în secțiunea 1.2. Încă din a doua jumătate a secolului al XIX-lea a dus la apariția teoriei anticlinale.

Prospecțiunea și explorarea petrolieră a anticlinalelor este foarte dificilă atunci când ele sunt situate la adâncimi mari, de peste 4 - 5 km; în cazul bazinelor platformice ele sunt îngropate sub o cuvertură sedimentară nedeformată care - dacă cuprinde și ecrane pentru undele elastice constituite din roci carbonatice creează dificultăți mari prospecțiunii seismice, mai ales dacă și înclinările stratelor pe flancuri sunt foarte mici.

Explorarea preliminară a anticlinalelor, pe lângă obiectivele ei principale - descoperirea directă a zăcământului de hidrocarburi și stabilirea caracterului său comercial sau noncomercial trebuie să rezolve următoarele probleme:

- stabilirea axului și a apexului anticlinalului la nivelul obiectivului (formațiunii sau etajului stratigrafic) de explorat, în comparație cu poziția axului și a apexului stratelor suprajacente.
- relevarea prezenței faliilor și determinarea poziției acestora precum și stabilirea caracterului lor, etanș sau neetanș;
- determinarea variației grosimii rocilor colectoare pentru care este programată explorarea precum și a cuverturii acestora;
- reprezentarea variației adâncinii rocilor colectoare care constituie obiectivul explorării;
- analiza variației litofaciale a rocilor colectoare de explorat;
- stabilirea caracteristicilor de zăcământ ale rocilor colectoare și ale fluidelor pe care ele le conțin (porozitate, permeabilitate, saturație în fluide (petrol, apă și gaze), temperatura și presiunea de zăcământ, starea de fază a hidrocarburilor, compoziția chimică a fluidelor, rația de soluție, rația gaze țitei, factorul de volum al petrolului, factorul de volum al gazelor, vâscozitatea fluidelor etc).

Explorarea preliminară a anticlinalelor normale, simetrice, nefaliolate cu flancurile egal înclinate începe cu un profil magistral de sonde care trece prin zona centrală a structurii (fig. 30). Acest profil este constituit din



Harta structurală cu izobate la reperul „R”

Profilul magistral de sonde

Fig 30. Explorarea zăcămintelor stratiforme (anticlinalitate nefaliolate)

- 600 - izobată la reperul „R”
- - - - - contur acvifer exterior
- - - - - contur acvifer interior
- P<sub>1</sub> - sondă de explorare preliminară
- D<sub>1</sub> - sondă de explorare de detaliu
- P/A - limită petrol-apă

cel puțin trei sonde, dintre care prima sondă care se sapă este situată în apexul anticlinalului, iar celelalte (minimum două) se forează pe flancurile structurii; situațiile geologice și petroliere care arată necesitatea săpării a cel puțin trei sonde pe profilul magistral al anticlinalului au fost discutate în secțiunea 3.4. și în acest capitol nu se va insista asupra lor. Dacă structura nu este dezvoltată mult în lungime - cum uneori este cazul domurilor - proiectul pentru explorarea preliminară prevede, pe lângă profilul magistral și câte o sondă pe fiecare periclin. Dacă structura este alungită mult, lungimea ei fiind de peste 7-8 km, explorarea preliminară se



va realiza cu sonde amplasate pe mai multe profile transversale și cu câte o sondă izolată, situată pe terminațiile periclinale ale structurii; fiecare profil transversal va cuprinde minimum 3 sonde de explorare preliminară dintre care una în axul structurii și câte una pe flancurile ei (fig. 30).

Explorarea preliminară a anticlinalelor alungite, de dimensiuni mari (zeci de kilometri în lungime) se face cu mai multe aliniamente transversale de sonde pentru a se putea urmări eventualele variații ale condițiilor de acumulare a hidrocarburilor în lungul anticlinalului, variații care pot să apară din următoarele cauze:

- schimbarea litofaciesului rocilor colectoare (trecerea de la nisipuri la argile);

- tectonizarea intensă a structurii, în care unele falii pot fi etanșe sau neetanșe;

- schimbarea caracterului rocilor protectoare, cu trecere de la un facies pelitic la unul grosier care nu mai asigură condițiile de etanșeitate a structurii;

- schimbarea condițiilor hidrogeologice, în sensul că mișcarea apelor de zăcământ poate determina înclinarea limitei petrol-apă în sensul de mișcare a apelor și mai ales poate determina deplasarea hidrocarburilor (mai ales a petrolului) și concentrarea lor într-o zonă mai restrânsă a structurii (eventual flanc sau periclin).

Numărul profilelor transversale de sonde și distanța dintre ele depinde de dimensiunile structurii (lungimea și lățimea) și de gradul de complexitate tectonică și litologică a ei. Acestea se stabilesc pentru fiecare caz în parte, cu precizarea că sondele de explorare trebuie să se afle la un multiplu al distanței dintre sondele de exploatare, care se vor săpa după terminarea explorării.

Programul de explorare preliminară poate să cuprindă uneori un număr mare de sonde, mai ales în cazul anticlinalelor alungite și complicate din punct de vedere tectonic și litologic. Pe de o parte, acesta

nu înseamnă că întotdeauna vor fi forate toate sondele propuse în proiectul inițial, deoarece ele nu se sapă simultan ci eşalonat și condiționat. Astfel, pe parcursul explorării se poate renunța la săparea unor sonde din cele propuse, iar unele amplasamente ale sondelor pot fi modificate în raport de rezultatele obținute la sondele forate la începutul explorării. Pe de altă parte, în unele cazuri pe măsură ce explorarea avansează și se constată că structura este mult mai complicată din punct de vedere structural, stratigrafic și litologic atunci se impune ca pe lângă sondele de explorare preliminară proiectate inițial să fie săpate altele noi care vor întregi programul de explorare și - după încheierea explorării - vor deveni sonde de exploatare.

În general sondele de explorare preliminară situate pe aliniamentul transversal magistral al structurii se forează necondiționat și în același timp, așa cum este cazul sondelor  $P_1$ ,  $P_2$  și  $P_3$  din fig. 30 și  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_3$ ,  $P_4$  și  $P_5$  din fig. 31. În mod obișnuit însă se sapă prima sondă situată în apexul structurii ( $P_1$  din fig. 30 și 31) și în raport de rezultatele ei se forează și celelalte sonde amplasate pe flancurile anticlinalului, astfel că prima sondă le condiționează pe celelalte. Această condiționare, în mod obișnuit nu aduce nici un fel de economie de materiale sau financiară ci dimpotrivă ea mărește timpul de explorare și astfel cresc cheltuielile iar investițiile vor fi amortizate cu întârziere. Analiza succintă a cazurilor care pot fi întâlnite în natură arată că dacă pe profilul magistral al unui sinclinal s-ar săpa la început numai sonda centrală din apex aceasta ar putea întâlni una din situațiile următoare:

- descoperă petrol în bolta structurii însă pentru stabilirea caracterului industrial sau neindustrial al acumulării petrolifere descoperite trebuie săpate încă 2 - 3 sonde în poziții structurale mai coborâte;

- descoperă gaze în bolta structurii iar pentru stabilirea tipului de zăcământ și a caracterului industrial (zăcământ pur gazeifer sau

zăcământ de petrol cu cap primar de gaze) trebuie săpate cel puțin două sonde pe flancurile structurii;

- descoperă apă în bolta structurii deoarece regimul hidrodinamic intens a deplasat hidrocarburile pe un flanc sau altul al structurii, astfel că vor trebui săpate sonde de explorare preliminară amplasate pe flancuri (cel puțin câte una pe fiecare flanc).

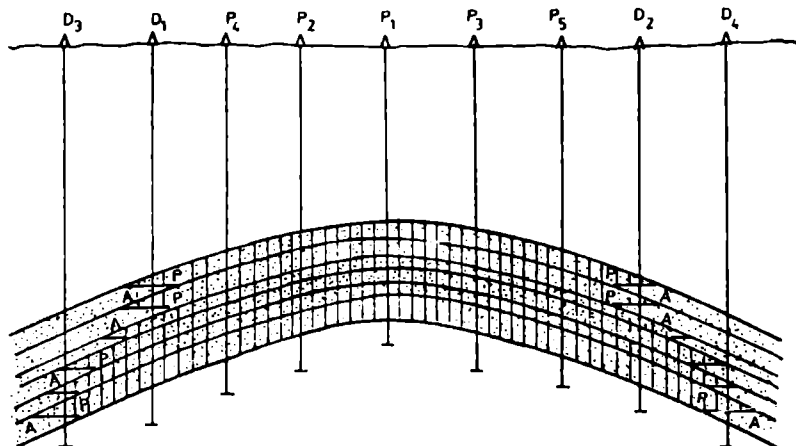


Fig.31. Explorarea anticlinalelor nefaliate. Zăcământ stratiform constituit din mai multe strate colectoare independente hidrodinamice. Limita petrol-apă se extinde cu adâncimea.

$P_1$  - sondă de explorare preliminară

$D_1$  - sondă de explorare de detaliu

P/A -limita petrol-apă

Pe lângă situațiile menționate, în cazul structurilor care prezintă dezarmonie structurală ce a determinat deplasarea apexului cu adâncimea și astfel planul axial nu este vertical se impune săparea a minimum trei sonde de explorare preliminară pe profilul magistral transversal al anticlinalelor; aceste sonde vor putea preciza poziția boltei și a flancurilor în adâncime

Situațiile prezentate mai sus arată că sondele situate pe primul profil se sapă necondiționat. În funcție de rezultatele acestora și de gradul de complexitate structurală, stratigrafică sau litologică a structurii cercetate se sapă în mod eşalonat și condiționat celelalte sonde de explorare preliminară. Astfel, în fig. 30, dacă rezultatele sondelor de explorare preliminară situate pe profilul magistral ( $P_1$ ,  $P_2$  și  $P_3$ ) sunt pozitive, vor fi săpate ulterior și sondele  $P_5$ ,  $P_6$  și  $P_7$  amplasate pe al doilea profil și respectiv  $P_4$ ,  $P_8$  și  $P_9$  cuprinse pe al treilea profil. În fig. 31, care reprezintă o secțiune geologică simplificată ce trece prin apexul unui anticlinal nefaliat, mai întâi se forează sondele de explorare preliminară  $P_1$ ,  $P_2$  și  $P_3$  și apoi - dacă rezultatele lor sunt pozitive - sondele  $P_4$  și  $P_5$  completează explorarea preliminară pe profilul magistral transversal al structurii.

Condiționarea sondelor de explorare preliminară se face pe de o parte cu scopul de a evita în mare măsură, riscul ca un număr important de sonde să fie cu insucces adică în loc să fie săpate în zonele în care sunt acumulate hidrocarburile, ele ating colectoarele saturate cu apă; cu alte cuvinte această condiționare conduce la creșterea ratei de succes a explorării petroliere. Pe de altă parte condiționarea sondelor de explorare preliminară, în cazul structurilor geologice de tipul anticlinalelor nu poate fi dusă la extrem, fiindcă în acest mod s-ar prelungi foarte mult timpul de explorare preliminară, crescând astfel cheltuielile de cercetare și de asemenea se mărește perioada de amortizare a investițiilor.

Explorarea de detaliu a anticlinalelor normale, simetrice și nefaliat are ca obiectiv principal delimitarea în adâncime și în suprafață a zăcământului cu hidrocarburi descoperit în etapa de explorare preliminară. Această conturare a zăcământului se face prin stabilirea adâncimii limitei petrol-apă, gaze-petrol sau gaze-apă și a poziției acestei limite în raport cu patul și acoperișul stratului colector sau față de faliile care pot compartimenta structura.

Limita dintre fluidele din zăcământ nu este întotdeauna plană și orizontală datorită condițiilor hidrodinamice sau a variației litofaciale a rocilor colectoare. De asemenea, în această etapă finală de cercetare petrolieră se urmărește delimitarea în cuprinsul colectorului a arealelor cu variații importante ale condițiilor de zăcământ (permeabilitate, porozitate, saturație în petrol, gaze, apă, etc.). Sondele de explorare de detaliu vor fi amplasate în funcție de rezultatele sondelor de explorare preliminară și anume ele se amplasează pe terminațiile aliniamentelor transversale (dacă sondele de explorare preliminară au găsit numai hidrocarburi) (fig. 30 și 31). Când intervalele dintre sondele de explorare preliminară situate pe același profil sunt mari și când din interpretarea datelor obținute de la ele se constată variații semnificative ale condițiilor de zăcământ, atunci între acestea se amplasează sonde de explorare de detaliu; în situații asemănătoare se recomandă amplasarea de sonde de explorare de detaliu - ca sonde izolate - între aliniamentele transversale ale sondelor de explorare preliminară. În mod obișnuit programul de explorare de detaliu prevede amplasarea de sonde izolate pe terminațiile periclinale ale structurii (fig. 30).

În cazul unui anticlinal simetric, nefaliat, în care explorarea preliminară se face cu un număr de nouă sonde de explorare preliminară amplasate pe trei profile transversale pe structură (câte trei pe fiecare profil) explorarea de detaliu prevede săparea a opt sonde (fig. 30). Cele opt sonde de explorare de detaliu sunt repartizate astfel: șase sunt pe terminațiile profilelor de explorare preliminară iar două ( $D_4$  și  $D_8$ ) pe terminațiile periclinale. Obiectivul principal al sondelor de explorare de detaliu din fig. 30 este acela de a contura limita petrol-apă în suprafață și în adâncime, limită care se presupune că este plană și orizontală. Dacă limita apă-petrol ar avea altă configurație, atunci și programul de amplasare al sondelor de explorare de detaliu trebuie modificat în corelație cu dezvoltarea zăcământului în suprafață și în adâncime.

În situația când zăcămintul stratiform este alcătuit din mai multe strate de roci colectoare, independente din punct de vedere hidro-dinamic iar extinderea suprafețelor saturate cu hidrocarburi crește cu adâncimea (fig. 31), atunci numărul sondelor de explorare de detaliu este mult mai mare decât în cazul zăcămintelor stratiforme constituite dintr-un singur strat colector sau chiar mai multe strate, dar care sunt în comunicație hidrodinamică. În fig. 31 sondele de explorare de detaliu  $D_1$ ,  $D_2$ ,  $D_3$  și  $D_4$  sunt amplasate la capetele profilului de sonde de explorare preliminară (câte două la fiecare terminație). Amplasarea a câte două sonde de explorare preliminară pe fiecare flanc este cerută de faptul că în cele șase strate ale zăcămintului, independente din punct de vedere hidrodinamic limita petrol-apă se extinde pe măsură ce crește adâncimea și astfel

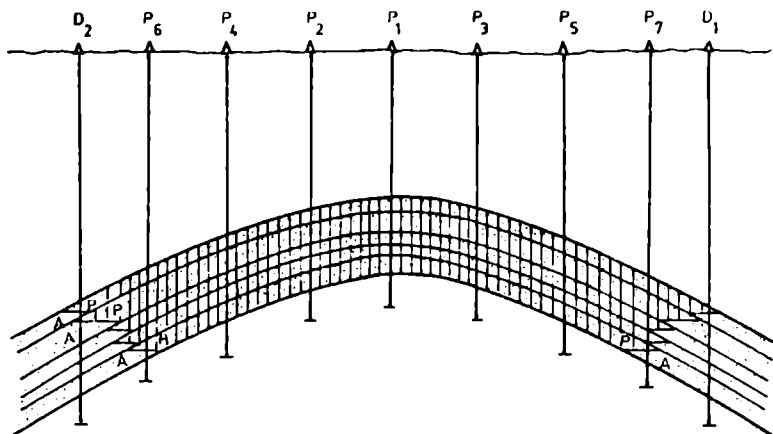


Fig 32. Explorarea anticlinalelor nefaultate.

Zăcământ stratiform constituit din mai multe strate colectoare independente hidro-dinamic. Limita petrol-apă se restrânge cu adâncimea

$P_1$  sondă de explorare preliminară

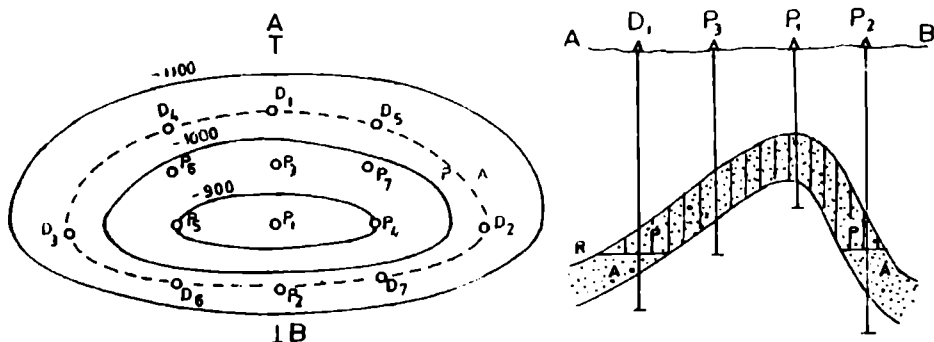
$D_1$  sondă de explorare de detaliu

P/A limita petrol-apă

conturarea suprafețelor petrolifere nu se poate face numai cu câte o sondă pe flanc.

Extrem de rar sunt întâlnite și situații când în cazul zăcămintelor stratiforme cu mai multe strate de roci colectoare, limita petrol-apă se restrânge cu creșterea adâncimii, astfel că explorarea de detaliu se face cu câte o sondă pe fiecare flanc al anticlinalului și pe fiecare profil transversal (sondele  $D_1$  și  $D_2$  din fig. 32). Suprafețele petrolifere ale straterelor subjacente, care se restrâng cu creșterea adâncimii vor fi conturate de sondele  $P_6$  și  $P_7$  care astfel au obiective duble: de explorare preliminară pentru etapele superioare și de explorare de detaliu pentru cele inferioare (fig. 32).

Anticlinalele asimetrice nefalate se explorează după aceleași principii ca și cele simetrice, dar datorită înclinărilor diferite ale celor două

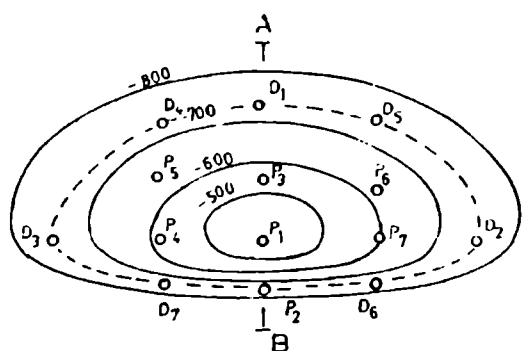


Hartă structurală cu izobate la reperul „R” Profilul magistral de sonde

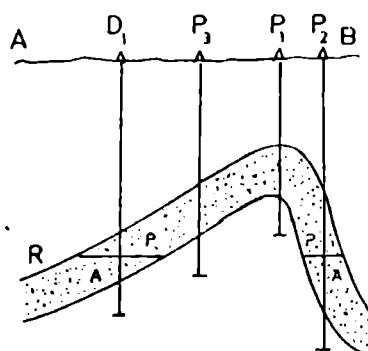
Fig. 33. Explorarea zăcămintelor stratiforme (anticlinale nefalate)

- 900 - izobată la reperul „R”
- - - - - conturul zăcămintului de petrol (contur acvifer mediu)
- $P_1$  - sondă de explorare preliminară
- $D_1$  - sondă de explorare de detaliu
- P/A - limita petrol-apă

flancuri, distanțele dintre sondele de explorare ale fiecărui profil transversal vor fi inegale: mai mari pe flancul slab înclinat și mai mici pe flancul cu înclinări mai accentuate. Uneori sondele amplasate pe flancul puternic înclinat al anticlinalelor urmăresc atât obiective destinate explorării preliminare cât și pe cele ale explorării de detaliu și anume descoperirea zăcămintului cu hidrocarburi și respectiv conturarea acestuia în raport de acoperișul și patul rezervorului și față de apa marginală de talpă (de exemplu sonda  $P_2$  din fig. 33 și 34).



Horta structurală cu izobate la reperul „R”



Profilul magistral de sonde

Fig 34. Explorarea zăcămintelor stratiforme (anticlinala nefaliată cu un flanc puternic înclinat)

- izobotă la reperul „R”
- - - conturul zăcămintului de petrol (contur ocvifer mediu)
- $P_1$  - sondă de explorare preliminară
- $D_1$  - sondă de explorare de detaliu
- P/A- limita petrol-apă

Explorarea preliminară și în detaliu a anticlinalelor faliată este mai complicată decât a celor nefaliată, complicație care intervine datorită accidentelor tectonice care afectează structura. În cazul anticlinalelor simetrice faliată, explorarea preliminară are ca sarcini secundare cercetări

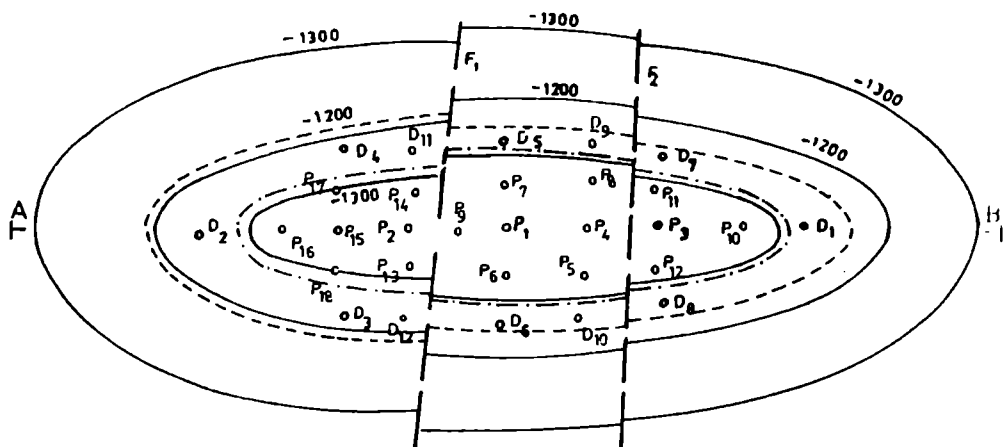


asupra poziției și a caracterului etanș sau neetanș al faliilor, aspecte pe care le vor cerceta în detaliu sondele din a doua etapă de explorare. De multe ori, lucrările de prospecțiune și în special seismica de reflexie arată dacă structura geologică care va fi explorată este faliată, precum și ce poziție și ce săritură are fiecare falie.

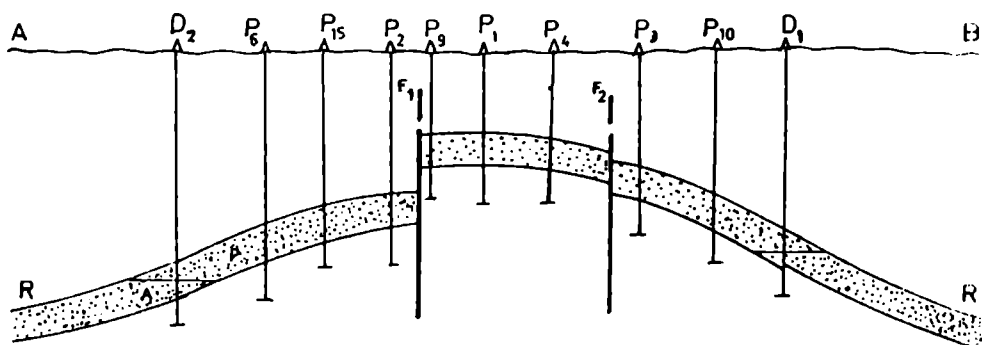
În cele mai multe cazuri însă, chiar dacă se determină săritura faliei cu ajutorul lucrărilor de prospecțiune seismică, numai din interpretarea datelor lor nu se poate stabili dacă aceste accidente tectonice sunt sau nu etanșe. De obicei atunci când lucrările de prospecțiune seismică arată că săritura faliilor este mult mai mare (cu zeci de metri) decât grosimea stratelor colectoare atunci se presupune că faliile sunt etanșe; verificarea etanșeității sau neetanșeității faliilor se poate face numai cu ajutorul sondelor, în etapa de explorare preliminară și de detaliu.

Când lucrările de prospecțiune arată că structura este faliată iar accidentele tectonice au săritura mai mică decât grosimea stratului cu roci colectoare (ceea ce sugerează că faliile nu sunt etanșe), atunci structura se va explora la fel ca anticlinalele simetrice nefaliat. În cazul când din analiza datelor de prospecțiune rezultă că faliile sunt etanșe, atunci fiecare bloc tectonic al structurii se va cerceta în mod independent față de celelalte cu sonde de explorare preliminară și de detaliu amplasate pe unul sau mai multe aliniamente transversale, în funcție de dimensiunile compartimentelor tectonice care compun structura. Acest program de explorare se întocmește ținând seama de faptul că fiecare bloc tectonic, separat de celelalte prin falii etanșe constituie o unitate hidrodinamică independentă, cu condiții proprii de acumulare și de conservare a petrolului și a gazelor; cu alte cuvinte el este un zăcământ de hidrocarburi bine definit.

Programul de explorare a anticlinalelor faliat prevede că fiecare bloc tectonic să fie explorat cu cel puțin un aliniament de sonde; fiecare aliniament va cuprinde minimum trei sonde de explorare preliminară iar



Hartă structurală cu izobate la reperul „R”



Secțiune geologică longitudinală

Fig.35. Explorarea anticlinalelor faliate

R — sondă de explorare preliminară

D1 — sondă de explorare de detaliu

- - - - - izobată la reperul „R”

- - - - - contur acvifer exterior

- - - - - contur acvifer interior

P/A — limita petrol-apă

F1 — falie etanșă

F2 — falie neetanșă

pe terminațiile sale vor fi amplasate sondele de explorare de detaliu, după caz (fig. 35)

În cuprinsul unui anticlinal faliat, de multe ori unele falii sunt etanșe iar altele sunt neetanșe, situație în care explorarea petrolului și apoi exploatarea zăcămintului cu hidrocarburi este dificilă. Astfel în cazul anticlinalului faliat din fig. 35, lucrările de prospecțiune arată că falia  $F_1$  are săritura mai mare decât grosimea stratului colector ceea ce sugerează că este etanșă, iar falia  $F_2$  - cu săritura mai mică decât grosimea stratului - este neetanșă. Faliile  $F_1$  și  $F_2$  au determinat formarea a trei blocuri tectonice din care două comunică între ele, iar cel de-al treilea este izolat.

Programul de cercetare a întregii structuri prevede săparea a 18 sonde de explorare preliminară și a 12 sonde de explorare de detaliu. Aceste sonde sunt programate după cum urmează:

- în prima fază va fi săpată câte o sondă în fiecare bloc tectonic ( $P_1$ ,  $P_2$  și  $P_3$ ), pe de o parte pentru a descoperi hidrocarburile iar pe de altă parte pentru a verifica prezumția inițială și anume  $F_1$  este etanșă, iar  $F_2$  - neetanșă;

- în faza a doua - după ce s-a constatat prezența petrolului în toate cele trei blocuri tectonice se dezvoltă explorarea preliminară în blocul central, mai ridicat. În acest compartiment se prevede amplasarea a două profile de sonde de explorare preliminară ( $P_1$ ,  $P_6$  și  $P_7$  pe profilul magistral și  $P_4$ ,  $P_5$  și  $P_8$  pe al doilea profil) și în plus o sondă izolată ( $P_9$ ) situată pe axul longitudinal, în apropierea faliei  $F_1$  având atât obiective de explorare preliminară, cât și de detaliu (de exemplu informații suplimentare despre falia  $F_1$ );

- în faza a treia se cercetează blocul tectonic care este în comunicație hidrodynamică cu cel central, mai ridicat. Acesta se explorează cu un profil transversal de sonde de explorare preliminară ( $P_3$ ,

P<sub>11</sub> și P<sub>12</sub>) și - ținând seama că acest bloc are dimensiuni mai mici - cu o sondă izolată P<sub>10</sub>, situată pe axul longitudinal al structurii;

- în faza a patra se execută sondele de explorare de detaliu situate la capetele profilelor transversale (D<sub>5</sub>, D<sub>6</sub>, D<sub>7</sub>, D<sub>8</sub>, D<sub>9</sub> și D<sub>10</sub>) și o sondă izolată situată pe terminația periclinală a blocului comunicant cu cel central. Aceste sonde, propuse a fi săpate pe limita petrol-apă vor contura acumularea petroliferă din cele două blocuri tectonice aflate în comunicație hidrodinamică și care constituie un singur zăcământ de petrol. Cele 11 sonde de explorare preliminară și cele șapte sonde de explorare de detaliu săpate în cele patru faze de explorare - primele trei preliminare și a patra fază fiind de detaliu - încheie explorarea acestor două blocuri tectonice;

- în faza a cincea se trece la cercetarea blocului tectonic izolat (cel mai coborât din întreaga structură), astfel că se sapă sonde de explorare preliminară amplasate pe două profile transversale: P<sub>2</sub> (săpată în prima fază), P<sub>13</sub> și P<sub>14</sub> pe primul profil și P<sub>16</sub>, P<sub>17</sub> și P<sub>18</sub> pe al doilea aliniament. Primul profil are obiective care privesc atât caracterul preliminar al explorării (descoperirea directă a petrolului) cât și cel de detaliu (cercetarea în amănunțime a caracteristicilor faliei etanșe F<sub>1</sub>). În plus dacă acest bloc tectonic are lungime mai mare (peste 4 km) se poate amplasa o sondă izolată de explorare preliminară situată pe axul longitudinal al anticlinalului (P<sub>16</sub>);

- în faza a șasea se sapă sondele de explorare de detaliu din care D<sub>2</sub> ca sondă izolată pe terminația periclinală a structurii iar D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub>, D<sub>11</sub> și D<sub>12</sub> pe capetele profilelor transversale de explorare preliminară. Aceste sonde, amplasate pe limita petrol-apă vor contura zăcământul cu petrol din blocul tectonic izolat din punct de vedere hidrodinamic față de celelalte două.

Programul de explorare al acestui anticlinal faliat, după cum se observă, cuprinde 18 sonde de explorare preliminară și 12 sonde de

explorare de detaliu. La o primă analiză, totalul de 30 de sonde de explorare poate să apară prea mare, dar acesta reprezintă programul maximal de cercetare. Unele din aceste sonde probabil că nu vor fi săpate (în special cele de detaliu) după cum este posibil să fie săpate alte sonde suplimentare, condiționate de rezultatele geologice și petroliere ale celor anterioare. Lungimea acestui brahianticinal este de 10-12 km iar lățimea de 5-6 km.

Perioada în care sunt eșalonate lucrările de explorare ale acestei structuri poate fi estimată la aproximativ 5 - 5,5 ani și anume:

- prima fază - fiind faza de descoperire durează mai mult - aproximativ un an;
- a doua fază, când se sapă cele mai multe sonde - aproximativ doi ani;
- a treia și a patra fază durează câte 6 luni fiecare;
- a cincea fază, când se forează iarăși un număr relativ mare de sonde în blocul izolat - aproximativ un an;
- a șasea fază - cca. 6 luni de zile.

Această perioadă ar putea fi redusă și mai mult dacă compania care execută lucrările de explorare dispune de un număr important de instalații de foraj cu care să fie forate mai multe sonde în același timp.

Perioada de explorare a întregii structuri estimată la 5 - 5,5 ani nu este mare, ținând seama că zăcământul -onshore- nu este complicat din punct de vedere tectonic (sondele de explorare ar putea releva și alte falii sau schimbări litofaciale ale colectorului) dar mai ales adâncimea la care se găsește este mică (puțin peste 1300 m - adâncime sub nivelul mării). În plus, la sfârșitul fazei a patra de explorare - atunci când se termină explorarea celor două blocuri tectonice aflate în comunicație hidrodinamică - zăcământul cu petrol astfel conturat poate să fie trecut la exploatare, amortizând în felul acesta investițiile cerute de descoperirea,

explorarea și de dezvoltarea exploatării acestei acumulări petrolifere - gazeifere.

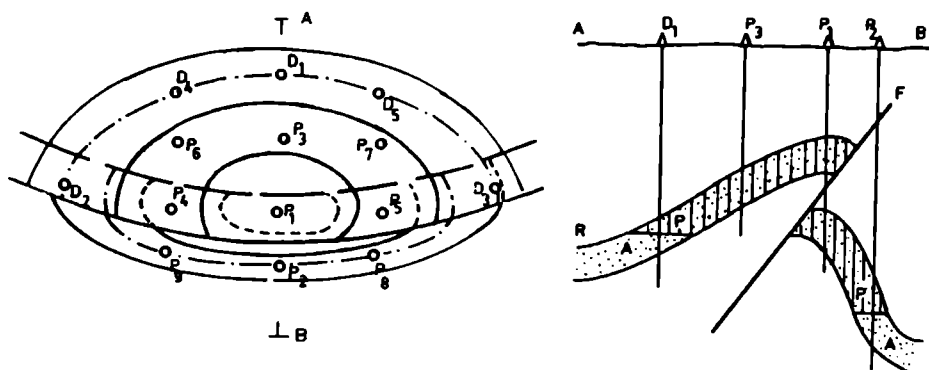
Anticlinalele asimetrice faliat longitudinal prezintă dificultăți suplimentare în etapa de explorare preliminară, mai ales în situația când poziția faliei și a flancului cu înclinare mai accentuată din blocul mai coborât nu este întotdeauna bine clarificată prin lucrările de prospecțiune ceea ce crează o anumită incertitudine la amplasarea sondelor pe acest flanc. Experiența a arătat că explorarea se face, cel puțin teoretic după aceleași principii ca la anticlinalele asimetrice nefaliat, dar în acest caz se sapă mai întâi sonda centrală din apexul structurii care va aduce date suplimentare privind tectonica structurii. În funcție de rezultatele sale se vor săpa sondele amplasate pe flancuri, iar celelalte sonde de explorare preliminară amplasate pe celelalte profile transversale vor fi condiționate de rezultatele celor săpate pe profilul transversal magistral. Explorarea de detaliu nu ridică probleme deosebite și se face în mod asemănător ca aceea de la anticlinalele asimetrice nefaliat.

În fig. 36 este prezentat cazul unui anticlinal faliat, afectat de o falie inversă, longitudinală; în plus flancul blocului coborât are înclinare mult mai pronunțată în raport cu cel ridicat situat deasupra faliei. Programul de explorare preliminară prevede săparea a 9 sonde de explorare preliminară și a 5 sonde de explorare de detaliu. Sondele de explorare preliminară sunt amplasate pe trei profile transversale. Sonda centrală  $P_1$  care se sapă în apexul structurii are mai multe obiective:

- descoperirea directă a petrolului din blocul ridicat și eventual și a petrolului din cel coborât ;
- stabilirea poziției și a caracterului faliei și anume dacă este etanșă sau neetanșă pentru cele două blocuri tectonice pe care le separă.

Profilul magistral este completat cu sondele de explorare preliminară  $P_2$  și  $P_3$  și cu sonda de explorare de detaliu  $D_1$  (fig. 36). Sonda  $P_2$ , amplasată în blocul mai coborât - datorită flancului mai înclinat

al acestuia - poate să intercepteze limita petrol-apă, așa cum se presupune în fig. 36, astfel că ea are obiective duble: de explorare preliminară (descoperirea petrolului în blocul coborât al anticlinalului) și de detaliu (conturarea zăcămintului cu petrol).



Harta structurală cu izobate cu reperul „R”      Profilul magistral de sonde

Fig. 36. Explorarea anticlinalelor asimetrice faliote

- izobată la reperul „R”
- urma faliei la acoperișul blocului ridicat
- urma faliei la acoperișul blocului coborât
- - - - - conturul zăcămintului de petrol (contur acvifer mediu)
- P    sondă de explorare preliminară
- D    sondă de explorare de detaliu
- P/A   limita petrol-apă
- F    falie etanșă

Pe celelalte două profile transversale, alcătuite din câte trei sonde de explorare preliminară și câte o sondă de explorare de detaliu pe fiecare profil, sondele  $P_8$  și  $P_9$  situate în blocul coborât au obiective duble, atât de explorare preliminară cât și de detaliu, la fel ca sonda  $P_2$  amplasată pe profilul magistral. Datorită faptului că sunt amplasate pe limita petrol-apă, sondele  $P_2$ ,  $P_8$  și  $P_9$  ar putea fi privite mai degrabă ca

sonde de explorare de detaliu, dar scopul lor principal este de a descoperi în mod direct petrolul din blocul coborât; în mod accidental ele pot intra la limita petrol-apă din blocul coborât și astfel - cu ajutorul lor poate fi conturat zăcămintul cu petrol. Printre alte sarcini secundare ale acestor sonde se poate menționa: stabilirea înclinării stratului colector din blocul coborât, determinarea poziției și a caracterului (etanș sau neetanș) a faliei longitudinale în corelație cu datele celorlalte sonde de explorare preliminară -  $P_1$ ,  $P_4$  și  $P_5$ .

Explorarea de detaliu a anticlinalului faliat din fig. 36 se încheie cu forajul sondelor  $D_2$  și  $D_3$  situate pe terminațiile periclinal ale structurii; Ele vor oferi detalii despre poziția limitei petrol-apă, a înclinării rocilor colectoare din blocul mai ridicat, identificarea unor eventuale schimbări de litofacies sau a unor noi accidente tectonice nedetectate prin lucrările de prospecțiune și explorare anterioare.

### ***b) Structuri monoclinale ecranate tectonic (închise de falii)***

Formarea acestor structuri geologice se face în mod asemănător cu aceea a anticlinalelor faliat, fiind determinată de mișcările tectonice care au dus la cutarea și falierea formațiunilor geologice. Structurile geologice de tipul monoclinalelor ecranate tectonic sunt închise în sus pe înclinare de falii etanșe, denumite în geologia petrolului și falii-ecran.

Elementul caracteristic al faliei-ecran este săritura lor foarte mare, mult mai mare decât grosimea stratelor colectoare astfel încât faliile aduc în contact cu rezervoarele roci protectoare, care astfel ecranează zăcămintele de hidrocarburi. Uneori săritura faliei este foarte mare astfel încât, stratele colectoare de deasupra faliei sunt îndepărtate la distanțe foarte mari.

Explorarea petrolieră - pe lângă obiectivele ei principale din etapa preliminară și de detaliu - la aceste tipuri de structuri tectonice să urmărească și elementul esențial al capacanei și anume falia-ecran.



Zăcămintele stratiforme constituite în structuri monoclinale închise în sus pe înclinare de falii etanșe prezintă analogii cu acumulările petrolifere - gazeifere din flancurile anticlinalelor faliatate; explorarea lor ridică probleme asemănătoare cu explorarea flancurilor structurilor anticlinale, cu unele particularități care sunt determinate de existența faliei-ecran.

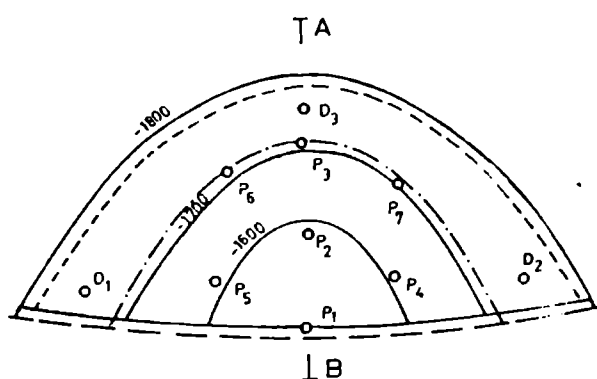
Explorarea preliminară a structurilor monoclinale ecranate tectonic are ca obiectiv principal - la fel ca la anticlinale - descoperirea directă a petrolului și a gazelor, de a stabili caracterul industrial al acumulării petrolifere - gazeifere descoperite și de a studia variațiile condițiilor de acumulare și starea de fază a hidrocarburilor. Explorarea de detaliu urmărește aceleași obiective ca și la structurile anticlinale și anume stabilirea conturului acumulării în raport cu apa, determinarea adâncimii limitei de separație dintre fluide (petrol, gaze, apă) cercetarea în detaliu a condițiilor de acumulare a hidrocarburilor; în plus explorarea de detaliu urmărește cercetarea în amănunțime a faliei-ecran și mai ales trasarea liniei de ecranare a hidrocarburilor pentru calculul corect al rezervelor de hidrocarburi.

Explorarea preliminară a structurilor monoclinale ecranate tectonic se realizează cu sonde amplasate pe profile transversale pe structură. Fiecare profil cuprinde 2 - 3 sonde cu ajutorul cărora se stabilește dacă structura (capcana) conține hidrocarburi (petrol și/sau gaze), caracterul industrial sau neindustrial al zăcămintului, poziția și caracterul faliei-ecran (normală, inversă, conformă, contrară etc.), relația dintre poziția faliei și morfologia rezervoarelor. Caracteristicile faliei-ecran ca și a altor accidente tectonice care afectează structura pot fi relevate uneori de lucrările de prospecțiune, în special cele seismice, dar cel mai bine ele se stabilesc în mod direct cu ajutorul forajelor.

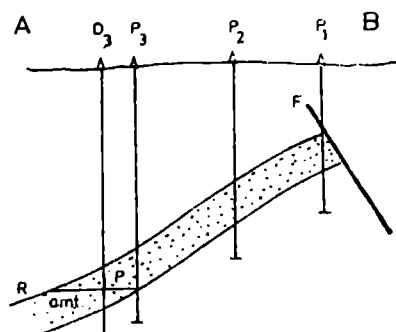
Explorarea preliminară începe cu forajul sondelor situate pe profilul transversal magistral și anume prima sondă care se sapă este amplasată

în poziția structurală considerată cea mai favorabilă acumulării și conservării hidrocarburilor. În cazul când din punct de vedere hidrogeologic, structura este în regim hidrostatic, atunci zona cea mai favorabilă acumulării petrolului și/sau a gazelor este situată în sectorul cel mai ridicat structural al monoclinalului astfel că, prima sondă de explorare preliminară se amplasează în acest sector.

Ținând seama de diferența de densitate dintre apă și hidrocarburi care determină acumularea petrolului și a gazelor la partea superioară a structurii, atunci când falia-ecran este contrară prima sondă de explorare



Harta structurală cu izobate la reperul R''



Profilul magistral de sonde

Fig. 37. Explorarea unui zăcământ stratiform ecranat tectonic cu rezervor monoclinal ondulat hemianticlinal închis de falie contrară

—1600— izobotă la reperul R''

P<sub>1</sub> sondă de explorare preliminară

D<sub>1</sub> sondă de explorare de detaliu

--- contur acvifer exterior

-.-.- contur acvifer interior

— urma faliei la acoperișul stratului

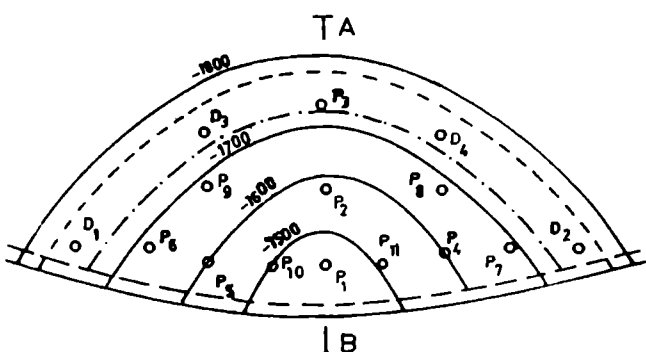
--- urma faliei la patul stratului

P/amt. limita petrol-apă marginată de tolpă

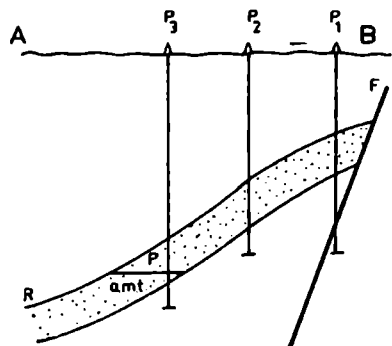
F falie contrară

preliminară se amplasează în vârful structurii (sonda P<sub>1</sub> din fig. 37). În cazul când falia-ecran este conformă prima sondă nu se amplasează în vârful structurii ci la câteva sute de metri distanță de el, către interiorul

structurii (sonda  $P_1$  din fig. 38). Sonda  $P_1$  este amplasată în această poziție pentru că există posibilitatea ca intersecția dintre falia-ecran și acoperișul stratului colector numită linia de ecranare a hidrocarburilor să prezinte unele neregularități. De exemplu reprezentarea pe harta cu



Hartă structurală cu izobate la reperul „R”



Profilul magistral de sonde

Fig.38. Explorarea unui zăcământ stratiform ecranat tectonic cu rezervor monoclin al ondulat hemianticlin al închis de falie conformă.

-1600 izobată la reperul „R”

$P_1$  sondă de explorare preliminară

$D_1$  sondă de explorare de detaliu

--- contur acvifer exterior

--- contur acvifer interior

— urma faliei la acoperișul stratului

--- urma faliei la patul stratului

$P/amt.$  limita petrol-apă marginală de tolpă

F falie conformă

izobate a liniei de ecranare din figurile 37 și 38 este fără neregularități. Cu alte cuvinte, această linie de ecranare ca și punctul cel mai ridicat structural - denumit vârful structurii - s-ar putea să prezinte alte coordonate decât cele care au rezultat din interpretarea datelor de prospecțiune. În această situație, și mai ales în cazul structurii monoclinale închise de falia conformă se impune amplasarea primei sonde de explorare preliminară mai jos pe înclinarea stratului (cu câțiva zeci de metri) în așa fel ca această sondă să intercepteze stratul colector, dacă este posibil pe toată grosimea sa.

Continuarea explorării preliminare este condiționată de rezultatele geologice și petroliere ale primei sonde; de aceea amplasamentul ei trebuie ales cu multă atenție iar săparea ei urmărește îndeplinirea tuturor obiectivelor programate. Dacă rezultatele primei sonde sunt pozitive, atunci se continuă explorarea preliminară mai întâi cu sondele  $P_2$  și  $P_3$  care întregesc profilul magistral și apoi cu sondele  $P_4$ ,  $P_7$  și  $P_5$ ,  $P_6$  amplasate pe al doilea și respectiv al treilea profil transversal pe structură (fig. 37). Explorarea de detaliu a acestei structuri începe cu sonda  $D_3$  amplasată la capătul cel mai coborât al profilului magistral și cu sondele  $D_1$  și  $D_2$  situate pe terminațiile periclinale ale structurii geologice cercetate (fig. 37).

În fig. 37 trebuie amintit faptul că sondele  $P_1$ ,  $P_4$ ,  $P_5$ ,  $D_1$  și  $D_2$  au ca obiectiv principal și cercetarea caracteristicilor faliei-ecran, pentru că nu sunt programate alte sonde în afara structurii, pe lângă falie. De asemenea trasarea limitei apă-petrol la patul și respectiv acoperișul stratului cu trei sonde de detaliu este perfect posibilă, însă dacă structura geologică este mult mai complicată decât imaginea ei obținută din interpretarea datelor de prospecțiune atunci pot fi săpate și alte sonde atât de explorarea preliminară cât și de detaliu, care nu figurează în programul inițial de explorare.

Explorarea structurilor monoclinale închise de falii-ecran conforme se face în mod asemănător cu a celor închise de falii-ecran contrare, cu precizarea - amintită și în paragrafele anterioare - privind poziția primei sonde de explorare preliminară față de vârful structurii (fig. 38). În această figură sondele de explorare preliminară sunt amplasate pe trei profile transversale ( $P_1$ ,  $P_2$ , și  $P_3$  pe primul profil,  $P_4$  și  $P_8$  pe al doilea, iar pe al treilea profil sunt sondele  $P_5$  și  $P_9$ ). De asemenea între profilele transversale și spre terminațiile periclinale ale structurii sunt amplasate sonde izolate de explorare preliminară și anume:  $P_{10}$  și  $P_{11}$ , respectiv  $P_6$  și  $P_7$  (fig. 38). De remarcat că sonda  $P_3$  propusă a fi săpată în etapa de

explorare preliminară este situată pe limita petrol-apă astfel că ea are și sarcina stabilirii poziției acestei limite. Explorarea de detaliu se întinde cu sondele  $D_1$  și  $D_2$  situate pe terminațiile periclinale ale structurii și respectiv sondele  $D_3$  și  $D_4$  amplasate la capetele mai coborâte ale celor două profile transversale astfel că, împreună cu sonda  $P_3$  situată pe profilul magistral, ele vor contura zăcămintul cu petrol (fig. 38).

Sondele  $P_1$ ,  $P_4$ ,  $P_5$ ,  $P_6$ ,  $P_7$ ,  $P_{10}$ ,  $P_{11}$ ,  $D_1$  și  $D_2$  din fig. 38 situate pe axul longitudinal al structurii urmăresc de asemenea poziția și caracteristicile faliei care ecranează zăcămintul cu hidrocarburi participând astfel și la stabilirea proprietăților ecranului principal al zăcămintului.

Rezultatele primei sonde de explorare sunt decisive pentru continuarea programului inițial sau pentru adaptarea sa la condițiile geologice și petroliere descoperite de această sondă. Astfel, dacă prima sondă este acviferă la nivelul etajului de explorat, urmează a se reexamina imaginea structurală pentru a se vedea dacă mai este cazul să se sape celelalte sonde. Dacă prima sondă a avut producție de petrol trebuie să fie forată și a doua sondă pentru a se stabili caracterul industrial al acumulării, iar dacă a debitat gaze, a doua sondă săpată mai jos pe structură devine necesară pentru a stabili prezența sau absența petrolului (cazul zăcămintului de petrol cu cap primar de gaze sau respectiv al celui pur gazeifer).

De multe ori hidrocarburile sunt acumulate și conservate în formațiuni geologice groase, alcătuite din mai multe strate colectoare și separate de intercalații subțiri de roci noncolectoare; aceste intercalații noncolectoare separă și din punct de vedere hidrodinamic stratele colectoare astfel că ele sunt unități hidrodinamice independente, cu limita apă-petrol situată la adâncimi izobatiche diferite.

Explorarea acestor tipuri de structuri monoclinale este mai dificilă pentru că necesită un număr mai mare de sonde. Explorarea preliminară

se face cu mai mult de 3 sonde pe fiecare profil transversal, pentru că suprafețele petrolifere sunt diferite ca extindere de la un rezervor la altul și cu o sondă nu se poate cerceta întotdeauna în etapa preliminară toate rezervoarele care alcătuiesc structura. De exemplu în fig. 39, prima sondă de explorare preliminară situată pe profilul transversal magistral este amplasată în vârful stratului colector  $R_1$ . Ea va cerceta în această

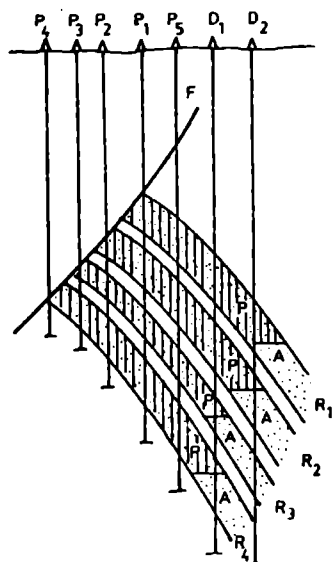


Fig. 39. Amplasarea sondelor de explorare pe profilul transversal al unei structuri monoclinale foliate.

$P_1$  - sondă de explorare preliminară

$D_1$  - sondă de explorare de detaliu

P/A - limita apă-petrol

F - falie contrară

etapă rezervoarele  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$  și  $R_4$ ; la fel și sonda  $P_5$  astfel că cele două sonde pot să cerceteze toate stratele colectoare ale structurii descoperite prin lucrările de prospecțiune. Sondele  $P_2$ ,  $P_3$  și  $P_4$  amplasate în jos pe înclinarea faliei, vor intercepta tot mai puține rezervoare, pe măsură ce crește adâncimea de îngropare: sonda  $P_2$  explorează rezervoarele  $R_2$ ,  $R_3$  și  $R_4$ , sonda  $P_3$  rezervoarele  $R_3$  și  $R_4$  iar sonda  $P_4$  este la limita de extindere a rezervorului  $R_4$ , ea având și rolul de a contura partea superioară a acestui rezervor.

În general, conturul zăcământului la nivelul fiecărui rezervor este controlat de morfologia rezervorului și de forma faliei-ecran; ambele pot fi

reprezentate prin hărți cu izobate. Adeseori, conturul zăcământului nu este perfect eliptic sau în formă de vizieră ceea ce solicită amplasarea unui număr mare de sonde de conturare.

Sondele de explorare de detaliu conturează atât limitele de separație dintre petrol-apă, gaze-apă și gaze-petrol cât și extinderea liniei de ecranare, obiective care se realizează prin foraje amplasate pe profilele transversale ale explorării preliminare, precum și prin sonde izolate sau duble-triple între profilele transversale, pentru trasarea conturului acvifer și a extinderii ecranului. Pe terminațiile periclinale ale structurii se prevăd sonde de explorare de detaliu care vor contura zăcământul și în aceste areale.

Explorarea de detaliu se face cu mai multe sonde amplasate pe terminațiile profilelor transversale (fig. 39). În această schiță, explorarea de detaliu nu se poate face cu o singură sondă datorită faptului că suprafețele petroliere în mod aparent se restrâng cu adâncimea și astfel au fost programate sondele  $D_1$  și  $D_2$  care vor preciza poziția limitei petrol-apă din fiecare strat colector. În plus sondele de explorare preliminară  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_3$  și  $P_4$  au ca sarcină - pe lângă descoperirea hidrocarburilor în cele 4 strate cu roci colectoare - și precizarea poziției faliei în raport cu aceste strate. Astfel se conturează extinderea zăcământului în sus pe înclinarea rezervorului până la contactul cu falia-ecran (fig. 39).

În situația în care structurile monoclinale ecranate tectonic, prezintă - pe lângă falia-ecran - și falii transversale evidențiate din interpretarea datelor de prospecțiune și dacă se estimează că falile sunt etanșe, structura se explorează în etapa preliminară, fără a se ține seama de aceste falii, considerând structura un tot unitar. În orice caz se prevede amplasarea a cel puțin o sondă izolată sau a unui profil transversal pe sonde prin fiecare bloc tectonic pentru a verifica dacă falile sunt etanșe. În situație în care ele creează unități hidro dinamice (zăcăminte) independente în cadrul structurii. Atunci când falile sunt etanșe, fiecare

bloc tectonic este privit ca un posibil zăcământ independent și este explorat cu unul sau mai multe profile transversale de sonde de explorare preliminară, în funcție de dimensiunile sale. Explorarea de detaliu se face cu sonde amplasate la capetele profilelor transversale sau pe terminațiile periclinale ale structurii.

#### **4.1.2. STRUCTURI MONOCLINALE CU ZĂCĂMINTE STRATIFORME ECRANATE STRATIGRAFIC**

Aceste structuri se formează în principal pe seama mișcărilor de oscilație pe verticală care au determinat ridicarea și coborârea bazinelor de sedimentare și apariția discordanțelor stratigrafice sub sau pe care se trunchiază rocile colectoare (fig. 25 și respectiv 26). Aceste structuri sunt reprezentate printr-un strat sau mai multe strate de roci colectoare care au forma monoclinală și sunt închise în sus pe înclinare de discordanțe stratigrafice. După cum se știe, elementul esențial al acestor tipuri de structuri este discordanța stratigrafică - care la fel ca și falia-ecran de la structurile monoclinale faliat - pune în contact cu rezervoarele, roci noncolectoare și realizează etanșarea eventualelor hidrocarburi care au ajuns în capcana astfel formată.

Explorarea structurilor cu zăcămințe stratiforme ecranate stratigrafic este mult mai dificilă decât cea a monoclinalelor ecranate tectonic. Problemele cu dificultate ridicată care apar în cazul monoclinalelor ecranate stratigrafic decurg din faptul că adeseori datele obținute prin lucrările de prospecțiune nu permit identificarea cu precizie satisfăcătoare a acestor capcane. Chiar dacă cu ajutorul prospecțiunii geofizice (în special seismometria) se constată la o anumită adâncime o discontinuitate stratigrafică, poziția discordanței și a rocilor colectoare trunchiate sub ea nu poate fi stabilită numai după datele geofizicii.

În cazul anticlinalelor și a monoclinalelor faliat geologul petrolist folosind multă imaginație și din interpretarea datelor a 2-3 profile seismice



- și în plus știind că de cele mai multe ori elementele acestor structuri ce faliază și se curbează normal și elegant - obține în plan orizontal (harta cu izobate sau izocore) și vertical (secțiuni geologice) imaginea clasică a unei structuri anticlinale sau monoclinale faliat, ecranate tectonic.

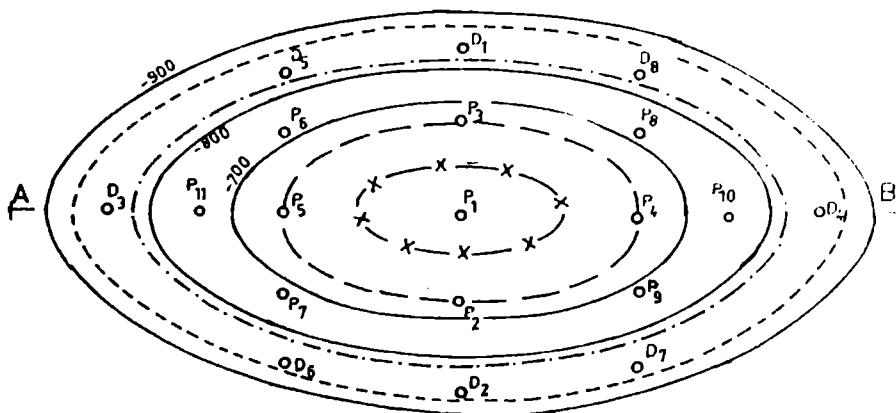
Reprezentarea în plan orizontal și vertical a structurilor cu zăcămintele stratiforme ecranate stratigrafic, cu ajutorul hărților și respectiv a secțiunilor geologice, reprezentare rezultată numai din interpretarea a 2 - 3 profile seismice este extrem de dificilă și de cele mai multe ori total neadecvată și neconcludentă, deoarece legitățile de formare și de dezvoltare a acestor tipuri de structuri sunt controlate de factori care au mare variabilitate în timp și spațiu.

Poziția discordanței și a rocilor colectoare de obicei se stabilește după datele forajului de prospecțiune astfel că, primele sonde săpate pentru formațiunile ecranate de discordanță sunt sonde de referință și pe baza lor se întocmește programul de explorare preliminară.

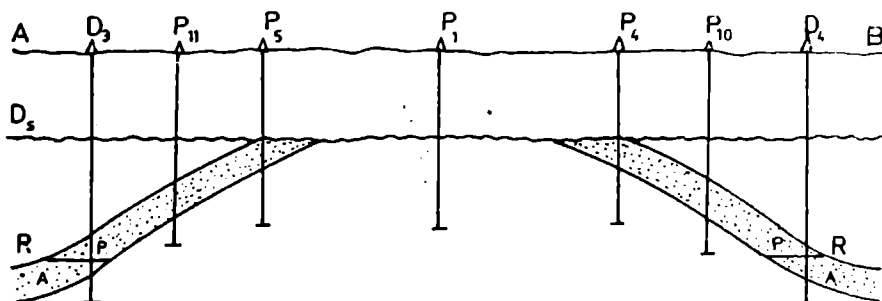
Explorarea preliminară a structurilor monoclinale ecranate stratigrafic se efectuează cu profile transversale de sonde (fig. 25, 26 și 40). Fiecare profil trebuie să cuprindă 3 - 4 sau chiar mai multe sonde.

Sondele de explorare se amplasează de obicei în rețea pătratică astfel că distanța dintre profile este egală cu intervalul dintre sondele situate pe un profil; uneori se adoptă și rețeaua dreptunghiulară, dar în orice caz distanța dintre sonde va fi un multiplu al celei dintre viitoarele sonde de exploatare.

Pentru a asigura o rație de succes cât mai ridicată a explorării, sondele de explorare preliminară se sapă condiționat și anume se începe cu sonda cea mai ridicată structural ( $P_1$  în fig. 25 și 26) (considerată că are cele mai mari șanse să descopere hidrocarburile) și - dacă rezultatul său este pozitiv - se continuă cu altă sondă situată mai jos pe înclinarea stratului ( $P_2$  din fig. 25 și 26). În continuare se sapă sonde situate pe profilul longitudinal, de o parte și de alta a primei sonde de explorare

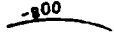
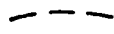
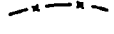




Hartă structurală cu izobate la reperul „R”



Secțiune geologică longitudinală

Fig. 40. Explorarea zăcămintelor stratiforme (anticlinale nefaliate închise sub discordanță stratigrafică -  $D_s$ )

-  izobotă la reperul „R”
-  urma discordanței la acoperișul stratului
-  urma discordanței la patul stratului
-  contur acvifer exterior
-  contur acvifer interior
- $P_1$  - sondă de explorare preliminară
- $D_1$  - sondă de explorare de detaliu
- P - petrol
- A - apă marginală de talpă

preliminară și apoi se forează celelalte sonde situate mai jos pe înclinarea rezervorului. Uneori se forează simultan două sonde situate pe același profil magistral (transversal sau longitudinal). Explorarea preliminară a terminațiilor structurii monoclinale se face cu sonde izolate; ea se efectuează mai târziu, după ce în celelalte sonde s-a descoperit deja petrol și/sau gaze.

Sondele care se sapă în etapa de explorare preliminară, pe lângă descoperirea zăcămintului cu hidrocarburi au și alte obiective, subordonate și specifice și anume:

- stabilirea succesiunii litologice de deasupra și de sub discordanța stratigrafică;
- trasarea morfologiei rezervorului la limita cu discordanța și în felul acesta estimarea și a caracterelor acesteia;
- detalierea aspectelor structurale și litologice a rocilor colectoare.

La fel ca la celelalte tipuri de zăcămintе stratiforme, explorarea de detaliu are ca obiectiv principal stabilirea limitei petrol-apă, gaze-apă sau gaze-petrol și în plus determinarea poziției ecranului. Astfel sondele de explorare de detaliu conturează zăcămintul cu hidrocarburi în jos pe înclinare față de apa de talpă și în sus pe înclinare în raport cu linia de închidere a rezervorului de către discordanță. Explorarea de detaliu se realizează la fel ca pentru structurile monoclinale cu zăcămintе ecranate tectonic, dar cu dificultăți mult mai mari, ceea ce presupune săparea unui număr de sonde de conturare condiționate una de alta. În general sondele de explorare de detaliu se amplasează pe capetele profilelor transversale și pe terminațiile structurii.

Uneori din datele prospecțiunii seismice pot să rezulte interpretări mai mult sau mai puțin concludente și complete ale structurilor geologice din adâncime. Interpretarea profilelor seismice poate sugera uneori că un anticlinal se dezvoltă normal, în timp ce partea sa superioară este înlăturată în întregime de către eroziunea ce a urmat unei discontinuități

de sedimentare astfel că, apare un caz particular de ecranare stratigrafică și anume un anticlinal nefaliat retezat și închis sub o discordanță stratigrafică (fig. 40). În ansamblu această structură trebuie privită ca un anticlinal, imagine ilustrată și de harta structurală, dar privind secțiunile geologice se remarcă că ea se apropie mai mult de aceea a unor structuri monoclinale închise sub discordanță stratigrafică.

Explorarea preliminară a acestui tip de structură geologică se face în mod asemănător cu a anticlinalelor nefaliat și anume cu profile transversale de sonde și cu sonde izolate între profile. Prima sondă de explorare preliminară ( $P_1$ ) săpată în presupusul apex al structurii arată că zona centrală a structurii a fost înlăturată datorită discordanței stratigrafice. Această constatare a condus la reevaluarea datelor prospecțiunii seismice. Astfel sondele de explorare preliminară vor urmări nu numai descoperirea zăcămintului cu petrol dar în același timp și conturarea urmei discordanței stratigrafice la patul și la acoperișul stratului colector (sondele  $P_2$ ,  $P_3$ ,  $P_4$  și  $P_5$  din fig. 40).

Explorarea de detaliu se face cu sonde amplasate pe capetele fiecărui profil transversal și cu sonde izolate, situate pe terminațiile periclinale ale structurii, conturând astfel zăcămintul cu petrol în raport cu apa marginală de talpă și față de patul și acoperișul structurii.

#### **4.1.3. STRUCTURI MONOCLINALE CU ZĂCĂMINTE STRATIFORME ECRANATE LITOLIC**

Aceste structuri se formează în principal pe seama proceselor de sedimentare care - datorită variației parametrilor care le controlează - pot să conducă la efilarea și lentilizarea rocilor colectoare prin schimbarea litofaciesului. Atunci când această schimbare se face în sus pe înclinarea stratelor colectoare și se trece de la un facies nisipos-grezos la unul

pelitic atunci se pot forma capcanele în care se poate realiza acumularea petrolului și a gazele naturale.

Limita de trecere de la rocile colectoare la cele necollectoare pentru fiecare strat se reprezintă în mod convențional printr-o linie denumită linia

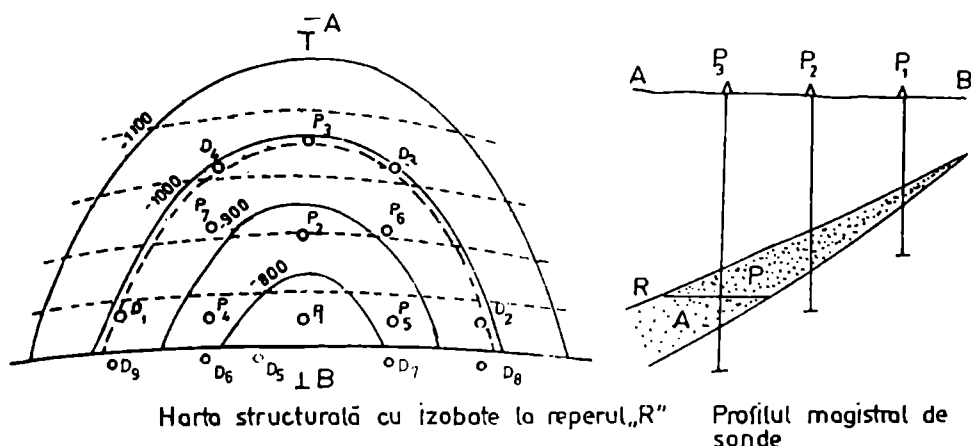


Fig. 41. Explorarea zăcămintelor stratiforme cu rezervor monoclinal efilat

- 800 — izobotă la reperul „R”
- 0 m — linia de efilare totală (linia -ecran)
- 6 m — izocoră
- — — — — conturul zăcământului de petrol (contur acvifer mediu)
- P<sub>1</sub> — sondă de explorare preliminară
- D<sub>1</sub> — sondă de explorare de detaliu
- P/A — limita petrol - apă

de ecranare sau “linia de efilare totală” (linia de 0 m din fig. 41 și 42).

Acumularea și conservarea petrolului și a gazelor naturale în asemenea structuri este condiționată atât de proprietățile rocilor colectoare și protectoare cât și de forma liniei de efilare totală care poate fi dreaptă, curbă (concavă sau convexă) sau uneori prezintă o sinuozitate pronunțată, când este denumită festonată.

Explorarea preliminară a structurilor monoclinale închise prin efilarea rocilor colectoare în care se pot forma zăcămintele de hidrocarburi ecranate litologic prezintă dificultăți foarte mari. Aceste dificultăți apar

datorită faptului că prospecțiunea oferă informații puține și neconcludente în special privind caracterul și forma liniei de efilare totală. Interpretarea unui profil seismic înregistrat în varianta 2D (bidimensională) poate să sugereze că o formațiune geologică, formată uneori din mai multe strate colectoare, se subțiază în sus pe înclinare (dacă profilul seismic este transversal pe aceste strate) sau se subțiază într-un sens sau altul (dacă profilul este oblic față de ele). Această subțiere a stratelor colectoare sugerează posibilitatea ca multe dintre ele să se efileze până la dispariție, trecând la un litofacies pelitic, și asigurând ecranarea hidrocarburilor acumulate în rocile colectoare.

Poziția stratelor colectoare și limitele lor de efilare sunt sugerate de datele seismicii bidimensionale (2D) pe unul sau mai multe profile. După datele unui singur profil seismic sau între aceste profile este extrem de greu de descifrat poziția stratelor și mai ales a liniei de efilare, pentru că această efilare nu se face după legități bine definite și bine cunoscute.

Pentru rezolvarea acestor probleme în ultimii ani se apelează la prospecțiunea seismică în varianta 3D (tridimensională) cu ajutorul căreia se conturează linia de efilare totală și poziția rocilor colectoare. Dacă aceste metode geofizice nu sunt disponibile, atunci înainte de întocmirea programului de explorare preliminară se folosesc forajele de prospecțiune care au ca sarcină principală să elucideze caracteristicile structurii geologice. Când formațiunea geologică presupusă cu hidrocarburi este situată la adâncime mică ea poate fi cercetată relativ ușor cu foraje structurale de mică adâncime, amplasate pe profile transversale față de structură sau chiar în rețea; în plus și prospecțiunea seismică oferă informații mai puțin confuze. Dacă formațiunea geologică se află la adâncime mare (peste 2000-3000 m) atunci studiul ei se realizează mai greu și cu eforturi financiare ridicate.

La începutul explorării preliminare se întocmesc hărți structurale, de grosime și de litofacies a colectorului prin corelarea datelor de

seismometrie și cu cele ale forajului de prospecțiune, eventual - dacă sunt aflorimente în regiunea cercelată - și cu cele ale cartării geologice. Pe hărțile și secțiunile geologice astfel elaborate se delimitează zonele cele mai favorabile pentru acumularea hidrocarburilor în care se vor concentra lucrările cu foraje de explorare. Aceste materiale grafice constituie baza pentru elaborarea programului de explorare (preliminară și de detaliu), bază care însă este destul de nesigură, în special pentru săparea primelor sonde și mai ales dacă formațiunile de interes pentru hidrocarburi sunt situate la adâncime mare sau foarte mare.

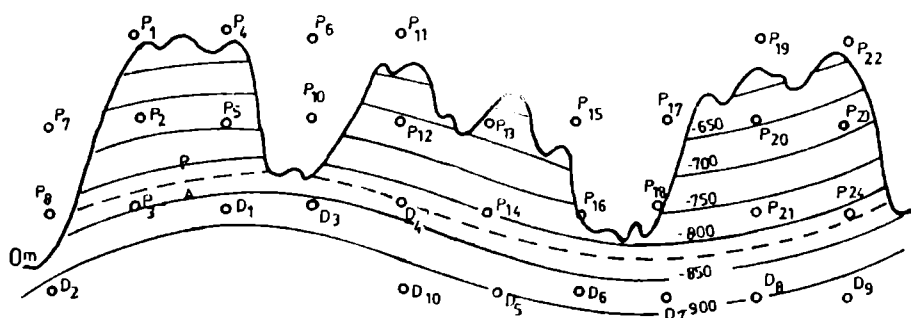


Fig. 42. Explorarea structurilor monoclinale efilate. Zăcământ stratiform ecranat prin efilarea rezervorului.

- 0m — linia de efilare totală
- 750 — izobotă la acoperișul rezervorului
- P1 — sondă de explorare preliminară
- D1 — sondă de explorare de detaliu
- P/A — contur acvifer mediu (limita petrol-apă)

Explorarea preliminară a structurilor monoclinale cu zăcăminte ecranate prin efilarea colectoarelor se face prin amplasarea sondelor pe profile transversale și anume câte 2 - 3 sonde pe fiecare profil (fig. 24 și 41 și 42). Distanța dintre aceste profile se poate reduce până la mărimea

intervalului dintre sondele de pe un profil, ceea ce înseamnă practic amplasarea sondelor în nodurile unei rețele pătratic (fig. 41 și 42).

Stratele colectoare care se efilează sau își schimbă litofaciesul pot avea o morfostructură plană sau ondulată iar linia de efilare totală poate fi dreaptă, curbă sau festonată situații în care suprafețele acumulărilor posibil de descoperit - reprezentate în plan orizontal pe harta cu izobate - pot fi de formă aproximativ regulată (în formă de vizieră sau cozoroc, (fig. 41) sau - atunci când linia de ecranare este festonată - au o formă foarte neregulate (fig. 42).

În primul caz (fig. 41), structura are forma unui hemianticlinal închis în sus pe înclinare prin efilarea stratului colector. Linia de efilare totală este ușor curbată, cu convexitatea îndreptată spre interiorul structurii; la fel sunt și celelalte linii de egală grosime verticală (izocore), situație dată de curbura anticlinală a stratului colector. .

Explorarea preliminară a acestei structuri - atunci când ea este bine delimitată cu ajutorul lucrărilor de prospecțiune - se face cu șapte sonde amplasate în felul următor (fig. 41):

- trei sonde pe profilul transversal magistral din care sonda  $P_3$ , dacă va "cădea" pe limita apă-petrol va avea sarcina conturării zăcământului în raport cu apa de talpă;

- câte două sonde pe fiecare profil lateral.

Prima sondă care se sapă este sonda de explorare preliminară  $P_1$  situată în zona structurală cea mai ridicată a structurii, suprafață care este considerată cea mai favorabilă acumulării hidrocarburilor; de remarcat că această sondă nu este situată în vârful structurii ci ea este amplasată la câțiva zeci sau chiar sute de metri de acesta, către interiorul structurii. Această amplasare a primei sonde de explorare se face ținând seama de mai multe aspecte:

- linia de ecranare ar putea fi mult mai jos pe înclinarea stratului, chiar dacă lucrările de prospecțiune, mai ales cele seismice indică destul



de convingător poziția ei reală, care se reprezintă pe hartă și pe secțiunile geologice;

- chiar dacă prima sondă interceptează linia de efilare totală ea nu ar descoperi hidrocarburile ci cel mult numai "urmele" lor de impregnare a rocilor, "urme" care de cele mai multe ori sunt "spălate" în timpul procesului de foraj;

- prima sondă nu trebuie să atingă linia de efilare totală ci colectorul saturat cu hidrocarburi în așa fel ca, după terminarea explorării această sondă să fie utilizată la exploatarea petrolului și a gazelor descoperite, ceea ce impune ca rezervorul să fie traversat pe o grosime cât mai mare.

Sondele de explorare de detaliu se amplasează pe capetele profilelor transversale ( $D_3$ ,  $D_4$ ,  $D_5$ ,  $D_6$  și  $D_7$ ) dintre care trei ( $D_5$ ,  $D_6$  și  $D_7$ ) sunt propuse pentru a clarifica urma liniei de ecranare. De obicei după ce se sapă sonda  $D_5$  și nu se descoperă rezervorul (ceea ce înseamnă că linia de efilare totală este conturată bine), celelalte sonde de explorare de detaliu nu se mai sapă în afara stratului colector deoarece explorarea devine prea costisitoare (sondele  $D_6$ ,  $D_7$ ,  $D_8$  și  $D_9$  din fig. 41). De asemenea se propun sonde de explorare de detaliu pe terminațiile longitudinale ale structurii ( $D_1$  și  $D_2$  în fig. 41), care vor oferi date despre limita petrol - apă și va contura zăcământul de hidrocarburi în aceste zone ale structurii.

În cele mai multe, cazuri structurile monoclinale ecranate litologic au o morfostructură mult mai complicată (uneori sunt afectate și de falii transversale) iar linia de efilare totală este foarte neregulată, de formă festonată (fig. 42). Aceste caracteristici ale structurii sunt foarte greu de cunoscut din datele lucrărilor de prospecțiune astfel încât este necesară o prudență deosebită în alegerea amplasamentelor și în condiționarea sondelor de explorare preliminară.

Sondele de explorare preliminară se amplasează pe profile transversale pe structură și sunt condiționate de rezultatele celor săpate

anterior. Prima sondă care se sapă este situată sus pe înclinarea straturilor colector ( $P_1$  din fig. 42) apoi urmează sondele situate mai jos pe structură ( $P_2$  și  $P_3$ ). Dacă sonda  $P_3$  descoperă limita petrol-apă (deci limita inferioară a zăcămintului), explorarea continuă cu forajul sondelor pe profilele transversale învecinate. Astfel, structura monoclinală ecranată litologic din fig. 42 este explorată în etapa preliminară cu 24 de sonde amplasate pe 10 profile transversale; se observă că multe din sondele de explorare preliminară sunt situate mai sus față de linia de efilare totală care a fost conturată după săparea acestor sonde, care au astfel și sarcini de explorare de detaliu.

Explorarea de detaliu este dificilă și se realizează cu sonde amplasate pe terminațiile profilelor transversale situate către interiorul structurii pe limita petrol-apă sau cel puțin în apropierea acesteia. Așa cum s-a arătat mai sus la conturarea zăcămintului participă și unele din sondele de explorare preliminară. Cele 9 sonde de explorare de detaliu din fig. 42 conturează zăcămintul în raport cu apa marginală de talpă.

În anumite situații, de exemplu atunci când celelalte sonde situate mai sus structural au întâlnit deja limita petrol-apă, unele dintre aceste sonde este posibil să nu se mai sape (sondele  $D_9$  și  $D_{10}$  din fig. 42), chiar dacă ele sunt propuse în proiectul inițial. De remarcat că în cadrul explorării acestei structuri, atât sondele de explorare preliminară cât și cele de detaliu sunt amplasate în nodurile unei rețele pătratice (fig. 42).

## 4.2. EXPLORAREA ZĂCĂMINTELOR MASIVE

Grupa zăcămintelor masive cuprinde acumulările petrolifere-gazeifere constituite în rezervoare masive a căror grosime este mult mai mare în raport cu întinderea lor. Între zăcămintele masive și cele stratiforme sunt numeroase deosebiri însă utile pentru explorarea lor sunt de reținut următoarele aspecte: zăcămintele masive sunt închise la partea superioară (în acoperișul rezervorului) de roci protectoare, iar la partea

inferioară sunt controlate în principal de apa marginală de talpă, în timp ce zăcămintele stratiforme sunt controlate de două suprafețe: acoperișul și patul rezervorului. Astfel explorarea zăcămintelor masive este mai simplă decât a celor stratiforme pentru că ea va urmări forma acoperișului și limita tabulară petrol-apă a zăcământului; la zăcămintele stratiforme, sondele de explorare trebuiau pe de o parte să contureze limita petrol-apă în raport cu acoperișul rezervorului la partea inferioară a zăcământului, iar pe de altă parte, la unele tipuri de structuri trebuia să urmărească ecranul tectonic, stratigrafic sau litologic situat la partea lor superioară.

Formarea zăcămintelor masive este controlată de factorii tectonici și stratigrafici. Efilarea rocilor colectoare în cazul acestor zăcămintे nu mai este posibilă datorită grosimii mari a colectorului, astfel că ecranarea litologică nu mai contribuie la formarea lor. Cea mai simplă clasificare a zăcămintelor masive se face după tipul principal al capcanei de unde rezultă:

- structuri cu zăcămintе masive ecranate tectonic;
- structuri cu zăcămintе masive ecranate stratigrafic.

#### **4.2.1. STRUCTURI CU ZĂCĂMINTE MASIVE ECRANATE TECTONIC**

Mișcările tectonice care afectează formațiunile geologice în care sunt cuprinse și roci colectoare determină deformarea lor plicativă (cutarea) sau disjunctivă (falierea). Aceste mișcări conduc la formarea structurilor anticlinale faliate sau nefaliate și a structurilor monoclinale închise de falii. Totodată mișcările de cutare și de faliere, pe lângă faptul că participă în mod esențial la formarea capcanelor tectonice, ele contribuie și la fracturarea și fisurarea rocilor colectoare compacte (carbonatice sau detritice) și astfel ajută la creșterea porozității efective și a permeabilității rezervorului, îmbunătățind capacitatea acestuia de

acumulare a hidrocarburilor și respectiv de cedare a lor în timpul exploatării zăcământului

### a) Anticlinale (proeminențe structurale) nefaliat și faliat

Identificarea unor asemenea tipuri de structuri se face relativ ușor cu ajutorul lucrărilor de prospecțiune, mai ales a celor seismice.

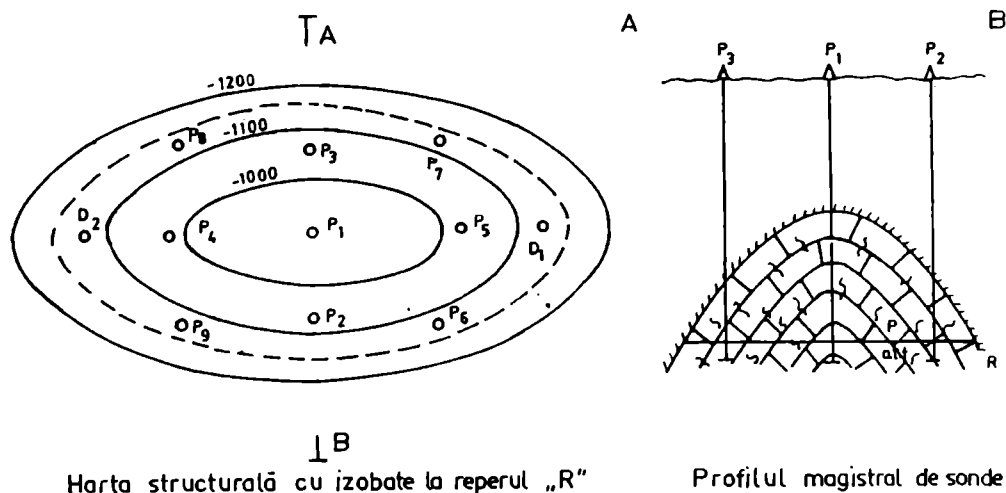


Fig.43.Explorarea unei proeminențe structurale nefaliat cu condiții hidrostatice de acumulare a petrolului.

$P_1$  - sondă de explorare preliminară

$D_1$  - sondă de explorare de detaliu

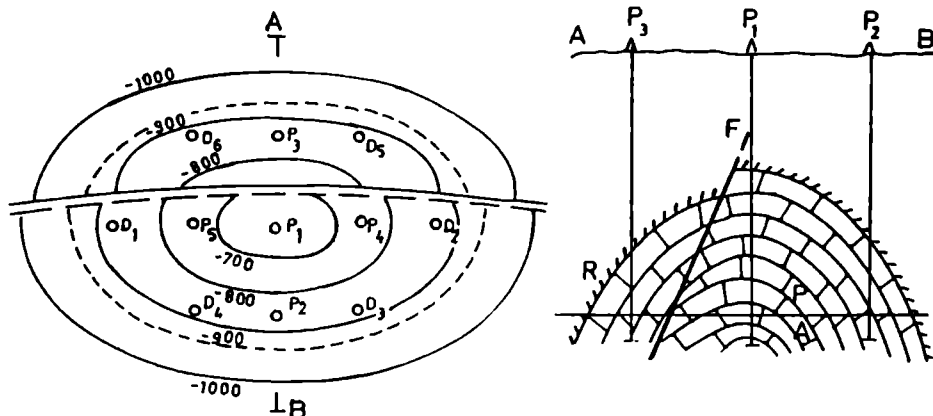
-1100 - izobotă la reperul „R”

 - roci carbonatice fisurate

P/o.t.t. - limita petrol/apă tabulară de talpă

Explorarea structurilor anticlinale faliat se face în mod asemănător cu a celor nefaliat, deoarece datorită grosimii mari a rezervorului, faliile nu compartimentează zăcământul în blocuri independente din punct de vedere hidrodynamic. În condiții hidrostatice și la o variație redusă a

porozității rocilor colectoare, limita apă-petrol va fi plană și orizontală atât în cazul proeminențelor structurale nefaliat (fig. 43), cât și a celor faliat (fig. 44). Când structura se află în regim hidrodinamic, hidrocarburile se deplasează în sensul de mișcare al apelor și zăcămintul se formează pe



Hartă structurală la reperul „R”

Profilul magistral de sonde

Fig. 44. Explorarea zăcămintelor masive (proeminență structurală faliată).

- izobotă la reperul „R”
- urma faliei la acoperișul blocului coborât
- - - urma faliei la acoperișul blocului ridicat
- - - - - conturul zăcămintului de petrol
- P<sub>1</sub> - sondă de explorare preliminară
- D<sub>1</sub> - sondă de explorare de detaliu
- P/A - limita petrol-apă
- F - falie normală

flancul sau pe terminația periclinală a structurii situată în partea opusă sensului de deplasare a curentului de apă (fig. 28).

Explorarea preliminară atât a anticlinalelor faliat cât și nefaliat se face cu sonde amplasate pe profile transversale și totodată cu sonde izolate situate pe terminațiile periclinalale ale structurii. Distanța dintre sondele situate pe un profil precum și distanța dintre profile este

condiționată de dimensiunile structurii, de înclinarea acoperișului structurii, de gradul de neuniformitate a morfologiei rezervorului, de neomogenitatea litologică a rocilor colectoare. În cazul proeminențelor structurale cu extindere mare, faliate sau nefaliat, cu rezervor masiv omogen din punct de vedere litologic, intervalele dintre sonde amplasate pe același profil sunt mai mari, iar profilele sunt mai depărtate unul față de celălalt decât în cazul celorlalte tipuri de structuri cu zăcăminte masive (proeminențe de eroziune, proeminențe recifale etc.), datorită formei relativ regulate ale acestor tipuri de anticlinale.

Explorarea preliminară a structurilor anticlinale faliat sau nefaliat cu zăcăminte masive ecranate tectonic începe cu forajul sondelor situate pe profilul transversal magistral (sondele  $P_1$ ,  $P_2$ , și  $P_3$  din fig. 43 și 44). Aceste sonde se sapă necondiționat; cu alte cuvinte nu sunt condiționate de rezultatele pozitive sau negative ale sondelor săpate anterior, iar cauzele care determină această necondiționare au fost prezentate în secțiunea 3.4.

Explorarea preliminară începe cu forajul primei sonde, situată în apexul structurii ( $P_1$  din fig. 43 și 44). Această sondă poate întâlni numai gaze și apă tabulară de talpă, însă această descoperire poate conduce la mai multe concluzii:

- zăcămintul este constituit numai din gaze naturale și nu conține petrol;

- zăcămintul este alcătuit din petrol cu cap primar de gaze. Petrolul poate fi deplasat pe un flanc sau un periclin al structurii datorită regimului hidrodinamic intens, în zona centrală fiind conservate numai gazele naturale, însă și ele deplasate, dar mai puțin decât petrolul datorită densității mult mai mici față de acesta (fig. 28);

- gazele naturale descoperite de sonda  $P_1$  nu reprezintă o acumulare industrială ci numai una locală (necomercială), cu rezerve modeste.

Sonda de explorare preliminară  $P_1$  ar putea să întâlnească petrol sau ea ar putea să descopere numai apă. În acest ultim caz este posibil ca petrolul și gazele naturale să fie spălate din zona centrală a structurii de către apele aflate în mișcare și deplasate pentru a fi acumulate pe un flanc sau un periclin al structurii.

Pentru rezolvarea situațiilor prezentate foarte pe scurt mai sus explorarea preliminară - după forajul primei sonde  $P_1$  - se continuă cu sondele  $P_2$  și  $P_3$ . Cercetarea structurii continuă cu sondele amplasate pe celelalte profile astfel că, structurile din fig. 43 și 44 sunt explorate cu trei profile de sonde de explorare preliminară. Dacă structurile sunt mult alungite atunci pot fi amplasate mai multe profile de explorare preliminară; în plus între profile și pe terminațiile periclinale pot fi amplasate sonde izolate care vor completa explorarea în etapa preliminară.

Sondele prevăzute pentru explorarea zăcămintelor masive nu se forează până când vor intercepta formațiunile situate în patul celor colectoare; la explorarea oricărui tip de zăcământ stratiform este obligatoriu ca toate sondele de explorare să se foreze până la interceptarea patului stratelor colectoare pentru a elucida raportul dintre acesta și fluidele conținute de rezervor (petrol, apă, gaze). În cazul zăcămintelor masive forajul sondelor de explorare se termină la câțiva metri sau zeci de metri sub limita petrol-apă; intervalul acesta de adâncime - situat sub limita petrol-apă - este necesar pentru că uneori sondele sunt folosite și pentru îmbunătățirea recuperării petrolului prin injecție de apă, care închide la partea inferioară acumularea petroliferă - gazeiferă.

După cum se știe, zăcămintele masive sunt închise la partea inferioară de apă de zăcământ care are caracter tabular. Acest caracter tabular al apelor se stabilește după datele a trei sonde neliniare și anume atunci când apa se întâlnește la aceeași adâncime izobatică în toate cele trei sonde.

Limita tabulară apă-petrol după cum se cunoaște poate fi: plană și orizontală, plană și înclinată sau constituie - datorită variației porozității - o suprafață cu o formă neregulată foarte complicată; de aceea, intersecția limitei petrol-apă cu acoperișul rezervorului se poate reprezenta ca o linie regulată sau respectiv foarte neregulată a cărei conturare revine explorării de detaliu.

În cazul proeminențelor structurale nefaliate și faliate conturul zăcământului - obținut din intersecția limitei petrol-apă cu acoperișul rezervorului - are o formă regulată, urmărind curbura anticlinalului. Sondele de explorare de detaliu vor fi amplasate la capetele profilelor transversale și pe terminațiile periclinale ale structurii (fig. 43 și 44). În cazuri foarte rare se amplasează sonde de conturare și în afara suprafeței petrolifere-gazeifere. De obicei sunt multe situații în care sondele de explorare se forează în mod accidental (nu sunt programate de la început) în afara conturului zăcământului și atunci ele sunt folosite pentru injecție de apă în vederea creșterii factorului de recuperare a petrolului.

Explorarea de detaliu la zăcămintele masive nu înseamnă numai conturarea acumulării în raport cu apa, ci și conturarea sa în raport cu cuvertura. De asemenea rezervoarele masive prezintă variații puternice ale porozității, permeabilității și saturației în fluide, care condiționează atât volumul hidrocarburilor acumulate, cât și debitele sondelor de exploatare. Această variație a proprietăților rocilor colectoare este determinată în principal de frecvențele schimbări litofaciale, sau - dacă rezervorul este omogen din punct de vedere litologic - atunci factorul principal este fisurația rocilor și gradul de interconectare al fisurilor.

Explorarea de detaliu a zăcămintelor masive are ca obiectiv principal - pe lângă conturarea acumulării petrolifere-gazeifere și delimitarea zonelor neomogene din punct de vedere litologic sau a arealelor în care apar schimbări importante a proprietăților petrofizice ale rocilor colectoare și ale fluidelor. Aceasta cu atât mai mult cu cât



explorarea de detaliu este ultima etapă de cercetare a zăcămintului pe care, prin datele obținute îl pregătește pentru exploatare. Astfel vor fi săpate sonde de explorare de detaliu nu numai pe terminațiile structurii sau a profilelor transversale ci și între profile; în majoritatea cazurilor însă sondele de explorare preliminară au obiective multiple printre care și cele care sunt cuprinse în domeniul explorării de detaliu astfel că, aceste sonde au un program de lucru foarte complex care va fi urmărit cu multă atenție de către geologul explorator.

În asemenea cazuri, sondele de explorare de detaliu intercalate între profilele de explorare preliminară nu mai sunt propuse în programul de explorare inițial. În situația că unele anticlinale cu zăcămintele masive sunt foarte complicate din punct de vedere tectonic și litologic iar sondele de explorare preliminară nu pot să elucideze toate aspectele structurale și litofaciale importante pentru cunoașterea acumulării petrolifere - gazeifere, atunci se propun și asemenea sonde de explorare de detaliu care vor obține date suplimentare despre structura și alcătuirea litologică a rezervoarelor.

***b) Structuri monoclinale cu zăcămintele masive,  
ecranate tectonic.***

Aceste structuri se formează pe seama mișcărilor tectonice care au condus la cutarea și falierea rezervoarelor monoclinale precum și la ecranarea lor prin intermediul faliei ecran. Elementul principal care condiționează aceste structuri este falia-ecran care închide în sus pe înclinare rezervorul. Săritura acestei falii trebuie să fie mai mare decât grosimea rezervorului astfel încât - pentru a ecrana petrolul și gazele - falia trebuie să aducă în contact o rocă cu permeabilitate nulă sau foarte mică.

Sondele de explorare, atât cele din etapa preliminară cât și cele de detaliu trebuie să urmărească aceste caracteristici ale structurilor monoclinale cu zăcăminte masive ecranate tectonic și anume:

- descoperirea directă a hidrocarburilor;
- descifrarea caracterelor morfologice ale acoperișului și ale faliei-ecran;
- urmărirea intersecției faliei-ecran cu acoperișul structurii monoclinale; în cazul că falia este conformă această intersecție va deveni linie de ecranare (fig. 45a);

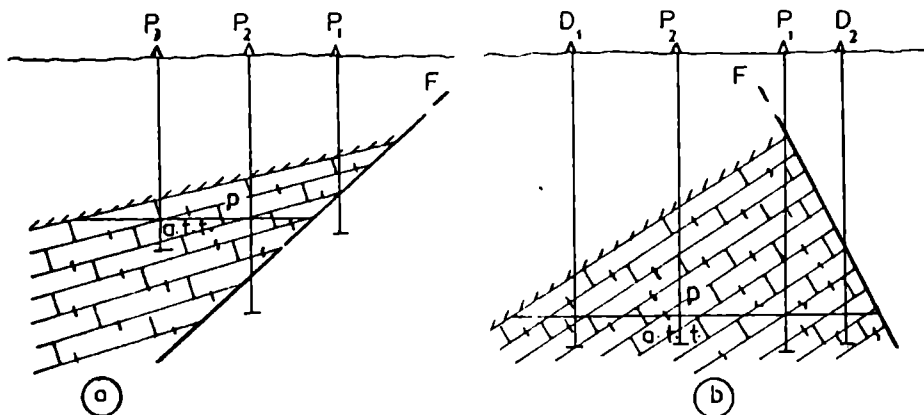


Fig. 45. Explorarea zăcămintelor masive cu rezervoare monoclinale faliatate: (a) - falie conformă, (b) - falie contrară)

F - falie

P<sub>1</sub> - sondă de explorare preliminară

D<sub>1</sub> - sondă de explorare de detaliu

p - petrol

at - apă tubulară de tolpă

- conturul zăcământului atât față de acoperișul structurii monoclinale cât și față de falia-ecran, contur generat de intersecția limitei petrol-apă cu acoperișul și respectiv cu falia (fig. 45a și 45b);

- schimbările de litologie și eventual evidențierea și a altor accidente

tectonice disjunctive secundare, nerelevate de lucrările de prospecțiune care ar putea fragmenta structura în mai multe blocuri tectonice;

- variațiile proprietăților petrofizice ale rocilor colectoare cum sunt: porozitatea, permeabilitatea, saturația în fluide etc.;

- stabilirea caracterului industrial sau non-industrial al zăcământului și în final calculul rezervelor de hidrocarburi.

Aceste obiective se realizează cu sonde de explorare preliminară amplasate pe profile transversale pe structură. Prima sondă care se forează este situată în zona cea mai ridicată pe structură, fiind cea mai favorabilă pentru acumularea hidrocarburilor (sonda  $P_1$  din fig. 45b).

În fig. 45a se observă că prima sondă de explorare ( $P_1$ ) nu se sapă în vârful structurii ci mai jos pe înclinarea rezervorului, sau - dacă ne referim la reprezentarea în plan orizontal a structurii, ilustrată prin harta cu izobate - ea este situată la câteva sute de metri de acesta; aspectele care determină această amplasare a sondei  $P_1$  au fost pe larg discutate la explorarea structurilor monoclinale cu zăcăminte stratiforme ecranate tectonic și respectiv litologic, așa că, nu se va mai insista asupra lor.

În fig. 45a, prima sondă de explorare preliminară se amplasează în vârful structurii, fiindcă de obicei aici sunt întrunite cele mai bune condiții pentru acumularea hidrocarburilor. Apoi se sapă celelalte sonde situate în jos pe înclinarea monoclinalului; dacă rezultatul lor este pozitiv, se continuă cercetarea cu sonde amplasate pe profile transversale pe structură. Explorarea preliminară se completează cu sonde amplasate pe terminațiile structurii. În plus, sondele de explorare preliminară la fel ca la proeminențele structurale vor avea de realizat și obiective din sfera explorării de detaliu.

Forma structurilor monoclinale poate fi plană sau ondulată, primind denumirea de hemianticlinale și respectiv de hemisinclinale, iar urma faliei-ecran poate fi plană sau curbă. Sarcina explorării de detaliu - pe lângă conturarea zăcământului cu hidrocarburi - este de a descifra

caracterele morfologice ale acoperișului rezervorului și a faliei-ecran. Astfel sondele de explorare de detaliu se amplasează pe capetele profilului și pe terminațiile structurii (fig. 45b); pentru precizarea conturului zăcământului, uneori aceste sonde se amplasează și în afara suprafeței saturate cu hidrocarburi.

#### **4.2.2. STRUCTURI CU ZĂCĂMINTE MASIVE ECRANATE STRATIGRAFIC**

Elementul principal care ecranează aceste structuri este discordanța stratigrafică. Ea s-a format datorită mișcărilor de ridicare și de coborâre a bazinelor de sedimentare în urma cărora rocile colectoare au fost exodate și erodate, iar apoi într-o nouă etapă de sedimentare peste aceste roci s-au depus formațiuni pelitice realizând astfel ecranarea colectoarelor prin intermediul discordanței stratigrafice.

Aceste structuri sunt reprezentate prin proeminențe de eroziune (paleoreliefuri îngropate) și proeminențe biogene (paleoreliefuri bioherme de recifi îngropați). Explorarea preliminară și de detaliu a acestor tipuri de structuri este foarte dificilă pentru că morfologia lor este controlată de factori ale căror legități de dezvoltare nu sunt încă bine definite. Astfel, dacă în cazul zăcămintelor masive ecranate tectonic de tipul proeminențelor structurale sau al structurilor monoclinale faliat, forma structurii era regulată urmărind curbura anticlinalului sau respectiv a monoclinalului și a faliei, în cazul zăcămintelor masive ecranate stratigrafic forma structurii este foarte neregulată. Acest aspect conduce la caracterul foarte neregulat al conturului zăcământului, rezultat din intersecția limitei petrol-apă cu discordanța stratigrafică care este acoperișul structurii (fig. 46).

Explorarea preliminară a acestor structuri se realizează cu sonde amplasate pe profile transversale pe structură. Datorită neregularităților morfologice iar uneori ținând seama și de frecvențele schimbări litofaciale

Prima sondă de explorare preliminară se amplasează în vârful structurii și apoi în funcție de rezultatul ei se forează celelalte sonde de



- explorare preliminară (fig. 46). Aceste sonde pe lângă scopul lor principal - descoperirea petrolului și/sau a gazelor naturale - au și sarcini din domeniul explorării de detaliu.

<https://biblioteca-digitala.ro> / <https://unibuc.ro>

ecranată stratigrafic se realizează cu 22 de sonde amplasate în interiorul conturului zăcământului cu petrol. Pentru etapa de explorare de detaliu sunt prevăzute de asemenea 22 de sonde situate în afara zăcământului; probabil că multe dintre aceste sonde de conturare nu vor fi săpate, ținând seama că sunt situate în zona saturată cu apă. De asemenea dacă se consideră suficient de bună trasarea conturului zăcământului numai după datele sondelor de explorare preliminară atunci nu se vor mai săpa sondele de explorare de detaliu, sau vor fi săpate foarte puține dintre ele.

În mod asemănător se procedează și în cazul sondelor de explorare preliminară și anume dacă se constată că structura petroliferă nu este atât de complicată cât se credea după interpretarea datelor de prospecțiune și se consideră că este suficient de cunoscută în urma săpării unui anumit număr de sonde, atunci se va renunța la o mare parte din cele care au mai rămas de forat, reducându-se în mare măsură cheltuielile de explorare. Pentru înțelegerea mai bună a aspectelor menționate trebuie făcută precizarea că programul de explorare al structurii din fig. 46 este maximal, astfel că multe dintre ele ar putea să nu fie forate niciodată.

Explorarea preliminară și de detaliu a proeminențelor biogene (paleoreliefuri bioherme de recifi îngropați) se realizează în mod asemănător cu aceea a proeminențelor de eroziune; uneori explorarea lor se realizează mult mai ușor ținând seama de calitățile excelente ale rocilor colectoare formate din recifi care prezintă valori ridicate ale porozității și permeabilității.

#### **4.3. EXPLORAREA ZĂCĂMINTELOR DELIMITATE LITOLIC**

Hidrocarburile din aceste zăcămine sunt acumulate în corpuri lenticulare de nisip închise în secvențe pelitice groase, aluvioni detritice sedimentate în paleovăi, cordoane litorale, insule barieră, point bar - uri

etc. Ele sunt ecranate litologic sau litostratigrafic însă în majoritatea cazurilor tipul capcanelor care în mod esențial le controlează sunt denumite cu termeni sugestivi și anume: capacane subtile sau capcane obscure.

Explorarea petrolieră a acestor tipuri de zăcămintele prezintă gradul cel mai ridicat de dificultate întrucât interpretarea datelor de prospecțiune este foarte puțin elocventă în ceea ce privește identificarea capcanelor litologice sau litostratigrafice. De exemplu aspectul structural al unui complex de roci sedimentare poate fi construit după rezultatele prospecțiunii, în special a celei seismice. În acest complex pot exista rezervoare lentiliforme, în formă de cordon, sau neregulate închise de roci greu permeabile formând eventuale capcane pentru hidrocarburi, însă de cele mai multe ori lucrările de prospecțiune seismică în varianta 2D (bidimensională) nu le poate defini și cerceta. De aceea, multă vreme descoperirea zăcămintelor delimitate litologic s-a făcut întâmplător. După dezvoltarea a noi discipline cum este "Sedimentologia", cu care se poate stabili sistemul depozițional și modul de dezvoltare al rocilor colectoare în mediul de sedimentare identificat s-a trecut la o nouă etapă de cercetare a unor asemenea zăcămintele. Apariția și dezvoltarea în ultimul deceniu a prospecțiunii seismice în varianta 3D a condus la creșterea și mai mult șanselor ca zăcămintele delimitate litologic să fie descoperite mai repede și cu cheltuieli de explorare mai mici.

Explorarea zăcămintelor delimitate litologic nu se mai poate separa în două etape: preliminară și de detaliu, deoarece obiectivele lor se contopesc și se realizează concomitent în cuprinsul unei suprafețe. De exemplu, interpretarea datelor de prospecțiune seismică arată că în regiunea cercetată se dezvoltă zone de ridicare și zone depresionare, zone ilustrate pe harta cu izobate construită la acoperișul unei formațiuni geologice care ar putea cuprinde și roci colectoare, eventual lentiliforme (fig. 47).

Prin analogie cu alte sectoare cercetate ale aceluiași bazin sau cu ale altui bazin de sedimentare - dar cu caractere asemănătoare cu cel aflat în curs de cercetare - în care s-au descoperit zăcăminte delimitate litologic, cu petrol și gaze acumulate în rezervoare lentiliforme situate în zonele de ridicare, iar rocile colectoare din zonele depresionare sunt

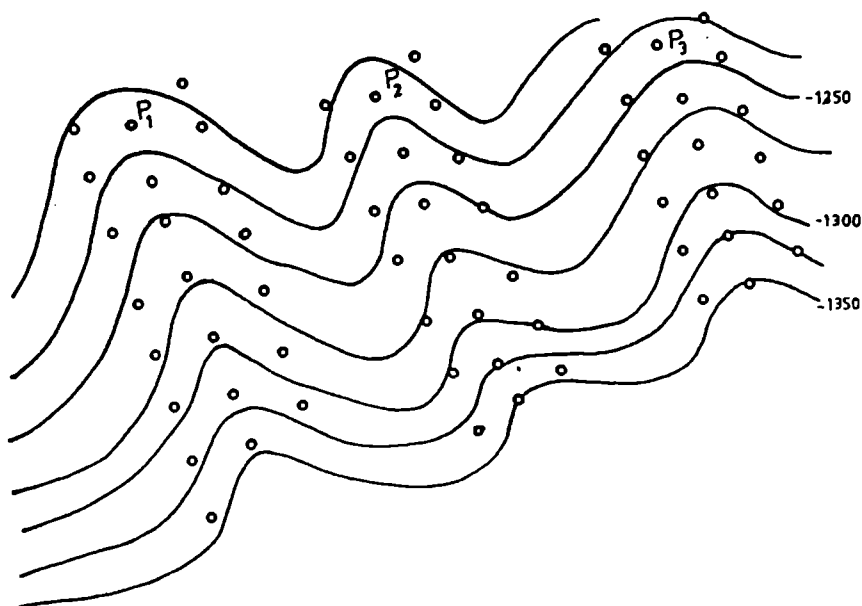


Fig. 47. Amplasarea sondelor pentru explorarea zăcămintelor delimitate litologic.

 izobotă la acoperișul formațiunii cercetate

$P_1$  sondă de explorare petrolieră

predominant (dar nu în totalitate) acvifere - sondele de explorare vor fi amplasate în special în sectoarele ridicate structural ale regiunii cercetate. Dacă în aceste areale ridicate sunt descoperite acumulări petrolifere-gazeifere se va trece treptat și la explorarea zonelor mai coborâte.



Explorarea (preliminară și de detaliu) se realizează prin sonde amplasate într-o rețea deasă, de obicei la distanță egală cu intervalul dintre sondele de exploatare. Sondele se sapă condiționat de rezultatul celor anterioare, astfel că explorarea avansează încet din aproape în aproape.

Pentru a reduce perioada de explorare de obicei se sapă simultan două sau trei sonde pe zonele structural cele mai ridicate (sondele  $P_1$ ,  $P_2$  și  $P_3$  din fig. 47). Dacă ele au rezultat favorabil (petrol sau gaze) atunci se sapă sondele situate în imediata lor apropiere. În etapa a III-a vor fi forate sondele situate în apropierea celor care au descoperit petrol și/sau gaze în etapa anterioară. În acest fel se realizează - din aproape în aproape - explorarea petrolieră a acestor tipuri de zăcămintele, acoperind cu sonde toate zonele ridicate structural ale regiunii cercetate. Zonele depresionare sunt și ele cercetate cu sonde numai dacă se constată că rocile colectoare lentiliforme se extind și în sectoarele mai coborâte ale regiunii și mai ales dacă de la un anumit nivel izobatic în jos ele nu devin acvifere, situații care sunt însă greu de stabilit numai din interpretarea datelor de prospecțiune.

Explorare de detaliu a unor asemenea zăcămintele are unele obiective specifice și anume: conturarea corpului lentiliform față de roca non-colectoare, stabilirea caracterului apei din colector, ca apă de zăcămint (liberă) care ocupă o parte a rezervorului și se poate deplasa sub gradienti mici de presiune sau ca apă ireductibilă prezentă în toată masa colectorului - petrolifer și non-petrolier - ca apă care nu poate fi deplasată datorită diferenței de presiune ș.a.

Explorarea zăcămintelor delimitate litologic se realizează într-un timp îndelungat și cu investiții mari. Pentru a amortiza cât mai repede cel puțin o parte din cheltuielile de prospecțiune și explorare petrolieră, sondele de explorare care au avut succes la probarea industrială sunt trecute imediat în producție după realizarea construcțiilor petroliere

industriale (conducte de transport, separatoare, rezervoare, stații de compresoare, instalații de dezbenzinare etc.). În cuprinsul aceleiași regiuni cercetate care cuprinde asemenea tipuri de zăcămintele se pot suprapune etapele de explorare preliminară, explorare de detaliu și de exploatare. Când este necesar, uneori se revine chiar și cu lucrări de prospecțiune seismică pentru reliefarea unor aspecte structurale sau litologice; în ultimul deceniu a început să fie utilizată prospecțiunea seismică în varianta 4D (3D repetitiv în timp), cu ajutorul căreia se urmărește deplasarea limitei petrol-apă sau apă-gaze în timpul exploatării zăcămintului. De asemenea sondele de explorare - după probarea industrială - pot intra în producție pentru că ele, încă de la întocmirea programului de explorare petrolieră sunt proiectate la intervale egale cu echidistanța dintre sondele de exploatare.

## 5. EVALUAREA PETROLIFERĂ - GAZEIFERĂ A BAZINELOR DE SEDIMENTARE

Explorarea petrolieră a ajuns astăzi în marea majoritate a bazinelor de sedimentare la stadiul de maturitate, iar explorarea intensivă ocupă din ce în ce mai mult locul celei extensive. Zonele necercetate din punct de vedere geologic și mai ales petroliersunt tot mai rare și în mare măsură, rezervele de hidrocarburi descoperite sunt modeste. Evoluția descoperirilor de noi zăcăminte de hidrocarburi după anii '60 arată o diminuare importantă, care la nivelul anilor '70 a fost întreruptă de punerea în evidență a noi rezerve notabile de petrol și gaze (fig. 48).

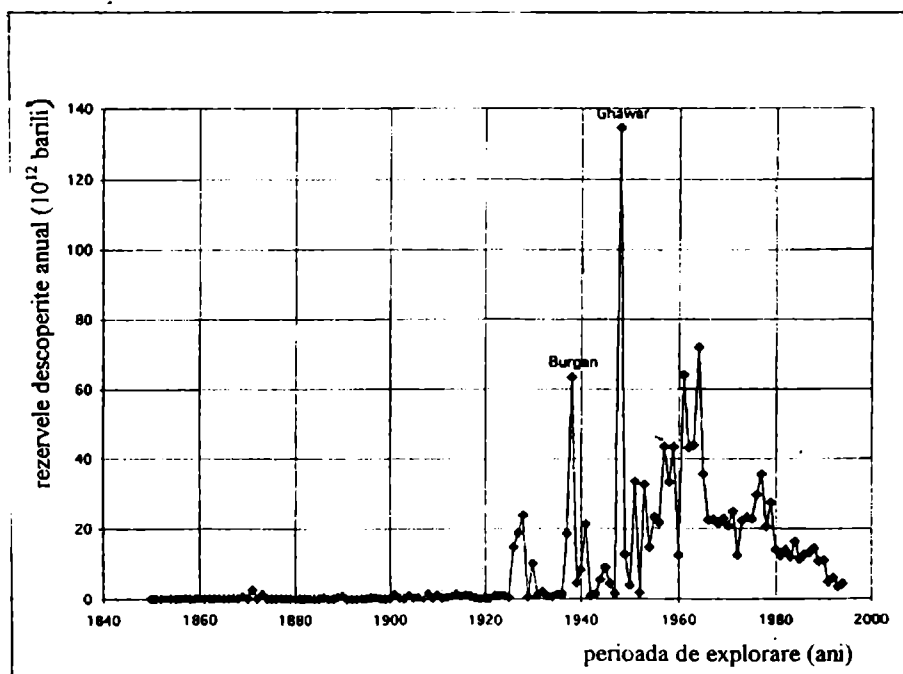


Fig. 48. Rezervele de hidrocarburi descoperite anual pe plan mondial

În S.U.A - care ocupă primul loc în ceea ce privește investițiile pentru explorarea petrolieră - după o evoluție ascendentă a descoperirilor de petrol și gaze până în anii '80 a urmat o perioadă în care nu s-au mai descoperit rezerve importante de hidrocarburi (fig. 49). Curba care ilustrează evoluția descoperirilor de hidrocarburi din S.U.A. este întreruptă și prezintă o "săritură" importantă la nivelul anilor '70, când a fost descoperit zăcămintul gigantic de la Prudhoe Bay (Alaska) (fig. 49).

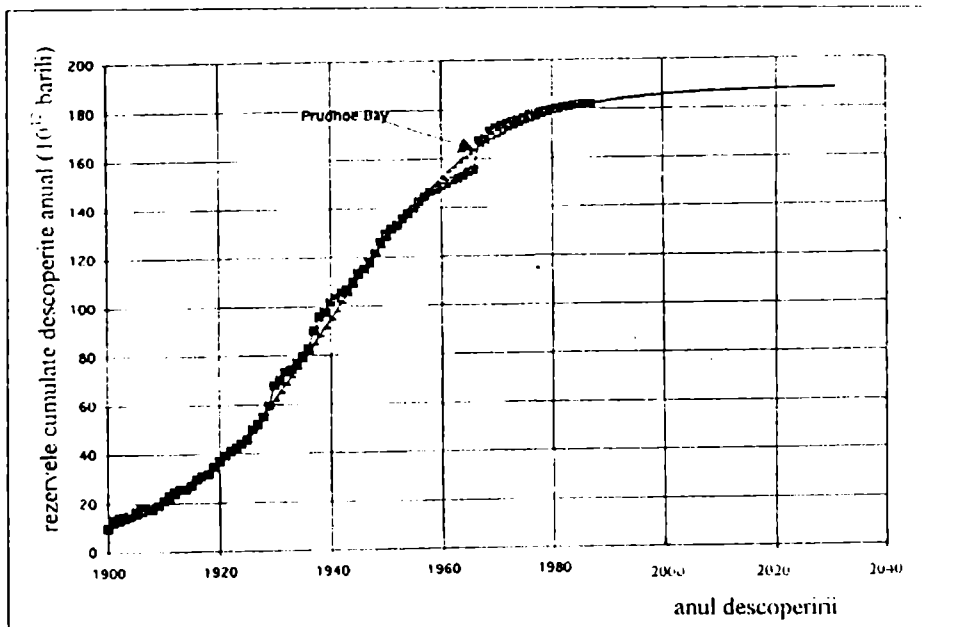


Fig49. Rezervele cumulate de hidrocarburi ale S.U.A, descoperite anual

Descoperirea după anii '70 de noi zăcăminte este urmarea apariției unor noi noțiuni și concepte în geologie și geofizică și mai ales în geologia petrolului. Aceste noi concepte și noțiuni au apărut datorită creșterii prețului petrolului, care a determinat de asemenea și îmbunătățirea considerabilă a tehnologiilor de achiziție, prelucrare și interpretare a

datelor geologice, geofizice, geochemice, hidrogeologice, de teledetecție etc.

Acumularea de date teoretice și experimentale, încă de la începutul erei "aurului negru" - cu peste un secol și jumătate în urmă a condus la creșterea considerabilă a cunoașterii legităților de formare a bazinelor de sedimentare și a proceselor de geneză, expulzare, migrație și acumulare a hidrocarburilor. În mod treptat au apărut noțiuni și concepte noi, cum sunt: noțiunea de capcană (structurală, stratigrafică, litologică), conceptul de bazin petrolifer - gazeifer și de bazin generativ, noțiunea de rocă sursă efectivă sau potențială, conceptul de modul de explorare, noțiunea de bogăție și de habitat al hidrocarburilor ș. a.

Evaluarea petroliferă - gazeiferă a bazinelor de sedimentare este procesul prin care folosind cele mai moderne noțiuni și concepte și cu ajutorul a diferite metode - în funcție de datele disponibile - se extimează cantitatea sau rezervele de hidrocarburi acumulate, posibil de descoperit în urma lucrărilor de explorare în bazinul cercetat. La început evaluarea s-a făcut mai mult în mod calitativ iar în ultimul deceniu se apelează la metode cantitative, unele mai simple iar altele mai sofisticate care fac apel la tehnica automată de calcul pentru modelarea evoluției numeroșilor parametri implicați într-o asemenea evaluare.

## **5.1. CONCEPTUL DE BAZIN SEDIMENTAR ȘI DE BAZIN PETROLIFER - GAZEIFER**

În geologia petrolului, conceptele de bazin sedimentar și cel de bazin petrolifer - gazeifer sunt esențiale, deoarece ele fundamentează întregul ansamblu de activități privind evaluarea petroliferă-gazeiferă a unor întinse suprafețe ale scoarței terestre și apoi ele determină orientarea lucrărilor de descoperire a acumulărilor de hidrocarburi formate în aceste areale.

Conceptul de bazin sedimentar este mult mai larg și mai cuprinzător decât conceptul de bazin petrolifer - gazeifer, pentru că acesta din urmă s-a constituit în cuprinsul unui bazin de sedimentare; de asemenea, un bazin de sedimentare poate să cuprindă unul sau mai multe bazine petrolifere-gazeifere. Prin urmare, factorii geologici reprezentați prin procese tectonice, climatice, diagenetice, biologice, hidrogeologice, geochemice și de sedimentare care au avut loc în bazinele de sedimentare au controlat geneza, expulzarea, migrația și acumularea hidrocarburilor determinând în ansamblu formarea bazinului petrolifer-gazeifer astfel că, evaluarea lor petroliferă - gazeiferă începe cu studiul bazinelor de sedimentare în care s-au constituit și în care au evoluat.

Bazinul de sedimentare poate fi definit ca un depocentru sau o depresiune majoră a scoarței terestre cu originea de obicei tectonică sau uneori erozională în care au avut loc sau au loc și în prezent procese de depunere a sedimentelor. Forma bazinului este circulară, ovală sau alungită, fundul poate fi plat sau concav, flancurile sunt ușor sau puternic înclinate, iar lungimea sa poate fi de la câțiva kilometri la mai multe mii de kilometri.

Unele bazine de sedimentare sunt astăzi încă active în sensul că au loc procese de depunere a sedimentelor iar altele și-au încheiat evoluția prin colmatare și exondare și sunt active numai prin procesele de eroziune și parțial de redepunere a rocilor. Dintre acestea din urmă, unele și-au conservat în mare măsură caracterele tectonice inițiale, iar altele au suferit procese profunde de transformare, care le-au înlăturat trăsăturile inițiale. Grosimea depozitelor sedimentare - atât a bazinelor active cât și a celor colmate - este de cel puțin 1 km, depășind de multe ori 10 km, iar fundamentul peste care se dispune cuvertura lor sedimentară este de tip cristalin și eruptiv.

Factorii geotectonici sunt esențiali în formarea și evoluția bazinelor de sedimentare, atât până la colmatarea lor cât și după închierea acestui

proces. Acești factori sunt determinați de dinamica plăcilor, subplăcilor sau microplăcilor litosferice în legătură cu care s-a constituit bazinul. Componenta geotectonica - sub raportul formării și evoluției bazinelor sedimentare - este absolut necesară în analiza acestora astfel că în studiul bazinelor, geodinamica litosferei este puternic implicată.

Pomind de la elementele de natură geologică, care după cum s-a arătat mai sus îl definesc, conceptul de bazin sedimentar are o semnificație pur geologică și nu petroliferă. Conceptul de bazin petrolifer-gazeifer are o semnificație în principal petrolieră și numai în mod secundar geologică, deoarece la definirea sa participă în mod esențial elemente privind geneza, expulzarea, migrația, acumularea și conservarea hidrocarburilor.

Noțiunea de bazin petrolifer-gazeifer a apărut cu aproape un secol în urmă, fiind folosită în practica geologică mai întâi pentru arondarea regiunilor cu hidrocarburi, iar în ultimul timp în evaluarea petrolieră a bazinelor de sedimentare. Fundamentarea acestei noțiuni s-a făcut mai întâi pe criterii geostructurale cărora ulterior le-au fost asociate și alte criterii, de natură petrolieră, considerate însă secundare. Astăzi în definirea bazinului petrolifer - gazeifer se ține seama atât de criteriul geostructural cât și de cel petrolier.

Prin bazin petrolifer - gazeifer se înțelege o parte a unui bazin de sedimentare în care au existat condiții adecvate pentru geneza, expulzarea, migrația, acumularea și conservarea hidrocarburilor sau - dacă nu există roci sursă care să genereze petrol și gaze - în care sunt îndeplinite numai condițiile de migrație, acumulare și conservare a hidrocarburilor. Cu alte cuvinte în primul caz, cu bazinul de sedimentare în care s-a format bazinul petrolifer - gazeifer există roci sursă, iar acestea sunt maturizate termic și au generat hidrocarburi, care au fost expulzate; în plus au existat condiții favorabile migrației, acumulării și conservării hidrocarburilor. În al doilea caz bazinul de sedimentare nu conține roci sursă de hidrocarburi dar

cuprinde zăcămintele de petrol și gaze astfel că o parte din el devine bazin petrolifer-gazeifer; deci în acest caz au existat condiții favorabile numai pentru migrația, acumularea și conservarea hidrocarburilor. Hidrocarburile formate în rocile sursă situate într-un bazin adiacent și-au găsit în noul bazin căile de migrație și apoi capcane în care s-au acumulat și conservat, conferindu-i acestuia din urmă calitatea de bazin petrolifer-gazeifer, chiar dacă nu conține roci sursă de petrol și gaze hidrocarburice.

Fără a încerca o prezentare strict cronologică a evoluției conceptelor de bazin de sedimentare și de bazin petrolifer-gazeifer o analiză cel puțin succintă a evoluției acestui concept le va face mai ușor de înțeles și de aplicat în evaluarea petrolieră-gazeiferă. În cadrul acestui curs va fi utilizat numai termenul de bazin deși de multe ori de-a lungul timpului diferiți cercetători au utilizat denumirea de provincie petroliferă - gazeiferă încercând și în acest fel să sublinieze că bazinul petrolifer - gazeifer este doar o provincie a bazinului de sedimentare. În ultimii ani, în literatura de specialitate este tot mai mult folosită denumirea de bazin petrolifer-gazeifer, termenul de provincie având caracter mai mult geografic; în plus s-a individualizat și noțiunea de sistem petrolier care face ca termenul de bazin petrolifer-gazeifer să fie mai ușor de înțeles și de aplicat.

Geologii au observat încă de la sfârșitul secolului trecut legătura dintre marile elemente ge structurale ale scoarței Pământului și acumulările de hidrocarburi sau manifestările superficiale ale petrolului și ale gazelor (izvoare de petrol, emanații de gaze, vulcani noroioși, etc.), ceea ce apoi i-a permis lui A. Woodruff (1919) să introducă în practica geologică conceptul de bazin petrolifer-gazeifer, suprapunându-l peste conceptul de unitate structurală majoră a scoarței. Lilley (1923) a preluat noțiunea de bazin petrolifer atribuind-o unui teritoriu întins care cuprinde sectoare fără acumulări și cu acumulări de hidrocarburi, dar legate prin structura geologică comună.



I.M. Gubkin (1934) a constatat că între bazinele petrolifere - gazeifere și zonele depresionare ale scoarței terestre există o legătură strânsă; pe baza acestei constatări el afirmă că "zonele depresionare adânci reprezintă arealul în care s-au desfășurat la scară regională procesele formării petrolului, iar mai târziu, procesele de migrație către marginile mai ridicate ale depresiunii, sau spre ridicările din interiorul ei, unde au găsit condiții pentru acumulare."

Pratt (1944), subliniază că bazinul petrolifer - gazeifer este o regiune întinsă remarcabilă prin numeroasele zăcămintele descoperite sau prezumtive, legată de o unitate de sedimentare a scoarței, afirmație preluată de numeroși cercetători și care a dus în cele din urmă la identificarea bazinului petrolifer cu bazinul de sedimentare. Levorsen (1967) - unul din patriarhii geologiei de petrol - arată că bazinul petrolifer-gazeifer este o regiune întinsă caracterizată prin aceleași condiții geologice de formare și acumulare a petrolului iar într-un bazin de sedimentare pot să existe unul sau mai multe bazine petrolifere-gazeifere. În ultimele trei decenii au apărut opinii care exprimă în linii generale aceleași concepte privind bazinele de sedimentare și cele petrolifere-gazeifere.

În concluzie se poate afirma că bazinul de sedimentare nu este identic și nu coincide cu bazinul petrolifer-gazeifer.

Volumul de roci sedimentare și de altă natură litologică din umplutura unui bazin nu reprezintă în întregime volumul bazinului petrolifer-gazeifer astfel că, ele se deosebesc atât din punct de vedere conceptual cât și din punct de vedere dimensional și anume în adâncime și în suprafață limitele bazinului de sedimentare sunt mult mai extinse ca ale celui petrolifer-gazeifer. De asemenea un bazin de sedimentare devine petrolifer-gazeifer după ce rocile sursă au generat hidrocarburi și acestea s-au acumulat în zăcămintele comerciale. Din alt punct de

vedere un bazin petrolifer-gazeifer rămâne bazin de sedimentare până la descoperirea primelor acumulări comerciale de hidrocarburi.

Din întreaga cuvertură sediementară a unui bazin, celui petrolifer-gazeifer îl aparține succesiunea de roci cuprinsă între cea mai veche rocă sursă și cea mai nouă secvență care acoperă întreg bazinul. De asemenea după cum s-a arătat, un bazin poate fi petrolifer-gazeifer chiar dacă nu conține roci sursă dar cuprinde acumulări industriale de hidrocarburi; în acest caz hidrocarburile au migrat din rocile sursă situate în bazinele adiacente. Un asemenea caz este întâlnit în România și anume bazinul petrolifer - gazeifer reprezentat prin Promontoriul Nord-Dobrogean (zona situată la nord-vest de Dunăre, cuprinsă în linii generale între Siret și Prut).

În acest bazin au fost descoperite mai multe zăcăminte cu petrol și gaze cuprinse în roci colectoare aparținând Pliocenului bazal, Sarmatianului Badenianului și Paleozoicului. Ele sunt localizate în zonele Matca, Țepu, Suraia, Frumușița, Independența ș.a. Rocile sursă nu sunt cunoscute în acest bazin s-au dacă există ele nu sunt maturizate termic și astfel au generat cantități neînsemnate de hidrocarburi și mai ales foarte puțin petrol. Astfel că rocile sursă care au contribuit în mare măsură sau chiar în întregime la formarea acumulărilor petrolifere-gazeifere din acest bazin sunt situate în Platforma Scitică (Depresiunea Bârladului), în Platforma Moesică (Depresiunea Focșani) și mai ales ele aparțin Oligocenului din Depresiunea Carpatică.

Studiul bazinelor petrolifere-gazeifere nu se poate face decât pe baza analizei și clasificării bazinelor de sedimentare, care în ultimele două decenii s-a făcut de diverși cercetători pe principii ge structurale moderne, pornind de la dinamica plăcilor litosferice.

Clasificările bazinelor de sedimentare și a celor petrolifere-gazeifere sunt cunoscute de la alte cursuri astfel că nu se va insista asupra lor, iar aici vor fi trecuți în revistă numai autorii lor principali: Bally și Snelson

(1980), Perrodon (1985, 1988), Klein (1987, 1991), Kingston et al. (1983), Mitchell și Reading (1986), Einsele (1992) și mulți alții, care au fundamentat studiul bazinelor și în felul acesta au contribuit direct sau indirect la evaluarea petroliferă-gazeiferă.

Astăzi au fost delimitate pe globul terestru cca. 580 bazine sedimentare situate atât pe uscat cât și în domeniul acvatorial. Dintre acestea au fost cercetate 380 adică aproape 65%, iar din cele cercetate, doar 216 bazine de sedimentare, adică 37% din total s-au dovedit petrolifere-gazeifere, celelalte neavând încă această calitate. Totuși, pe de o parte unele din cele 164 de bazine sedimentare nedovedite până în prezent cu zăcămintele de petrol și gaze pot să devină în viitor petrolifere-gazeifere, prin descoperirea unor acumulări comerciale de hidrocarburi cu ajutorul tehnologiilor de cercetare, mult evoluale ale mileniului viitor, pe de altă parte în multe bazine de sedimentare, hidrocarburile nu au întrunit condiții pentru formarea acumulărilor comerciale și au rămas numai sub formă de urme, neatribuindu-le calitatea de bazine petrolifere-gazeifere.

## **5.2. CONCEPTUL DE SISTEM PETROLIER ȘI DE MODUL DE EXPLORARE**

În urmă cu peste douăzeci de ani, când ipoteza originii organice a petrolului și a gazelor - în varianta ei modernă - a fost confirmată teoretic și practic și a început să fie acceptată de majoritatea geologilor, a apărut un concept nou și anume cel de sistem petrolier. Acest concept s-a impus treptat în geologia petrolului astfel încât astăzi nu se poate realiza în mod judicios evaluarea petroliferă-gazeiferă a bazinelor de sedimentare dacă nu se ține seama de toate elementele care definesc sistemul petrolier.

În mod intuitiv, înțelegerea conceptuală a sistemului petrolier - ca un set de acumulări petrolifere-gazeifere care s-a format într-un cadru geologic specific și în legătură cu o rocă sursă matură - era familiară multor geologi; totuși au fost făcute numeroase tentative pentru

oficializarea termenului și pentru a-l face mai ușor de aplicat în geologia petrolului și anume în activitatea geologică de prospecțiune și explorare petrolieră.

Dow (1974) - fără a defini în mod categoric termenul de sistemul petrolier - a fost primul care a introdus și utilizat noțiunea de sistem de petrol (*oil system*) ca să explice relațiile dintre rocile sursă mature și acumulările de hidrocarburi. Perrodon (1983) a utilizat termenul de sistem petrolier (*petroleum system*) și apoi Perrodon și Masse (1984) au definit sistemul petrolier ca un set organizat în spațiu și în timp de evenimente geologice care are ca rezultat formarea bazinului (provinciei) petrolifer-gazeifer. Meissner et al. (1984) compară sistemul petrolier cu o "mașină de hidrocarburi" prin care înțelege secvență de roci care conține elementele necesare pentru geneza, migrația și acumularea petrolului și a gazelor; elementele acestei "mașini" sunt: rocile sursă, rocile colectoare și protectoare și capcanele.

Ulmishek și Harrison (1984) și Ulmishek (1986) au utilizat factorii sau elementele necesare formării zăcămintelor de hidrocarburi (rocile sursă, colectoare și protectoare și capcanele) pentru formularea conceptului de sistem petrolier independent (IPS - *Independent Petroliferous System*). Clasificarea acestui sistem se bazează pe calitățile factorilor care au acționat în mod efectiv în geneza, acumularea și conservarea hidrocarburilor. Sistemul petrolier independent este definit ca un corp de roci separat de rocile înconjurătoare prin bariere regionale care împiedică migrația verticală și laterală a hidrocarburilor și în care, procesele de geneză, migrație, acumulare și conservare a hidrocarburilor sunt în mod esențial independente de acele procese care pot să apară în rocile înconjurătoare. Accentul pus pe independența și retrângerea sistemului derivă din încercarea de a câștiga maximum de simplificare și uniformizare internă a corpului de roci care cuprinde sistemul petrolier. După Ulmishek (1986) și Ulmishek și Magoon (1995) uniformizarea și

simplificarea sistemului va ajuta la o analiză mai cuprinzătoare a fiecărui element al sistemului petrolier independent (IPS) și la definirea mai bună a volumului IPS-ului și a producției sale volumetrice de hidrocarburi și de asemenea la inițializarea acestei producții pentru analiza comparativă utilizată la evaluarea petroliferă-gazeiferă a regiunilor aflate la începutul cercetării.

Clasificarea genetică a sistemelor petroliere propusă de Demaison și Huizinga (1991, 1994) se bazează pe eficiența de geneză a rocilor sursă (cantitatea și tipul hidrocarburilor generate în sistem), stilul predominant al migrației (raportul dintre migrația verticală și laterală) și independența sistemului care include factorii structurali, stratigrafici și litologici caracterizând abilitatea sistemului de a reține și de a conserva hidrocarburile. După acești autori, sistemul petrolier este un sistem dinamic de geneză și concentrare fizico-chimică a hidrocarburilor care funcționează la scara timpului și spațiului geologic. Laherrere și Perrodon (1995) studiind marile bazine petrolifere-gazeifere ale lumii au corelat volumele de hidrocarburi descoperite cu cele generate (fig. 50). Acești cercetători ilustrează prin graficul din fig. 50 marile diferențe care există între volumele de petrol și gaze acumulate în diferite bazine și de asemenea ei semnalează marea diversitate a eficienței sistemelor petroliere, care se eșalonează de la mai puțin de 0,1% până la peste 10%.

Magoon (1988; 1989a,b; 1992a,b), Magoon și Dow (1994a,b) și Ulmishek și Magoon (1995) subliniază că toate hidrocarburile care provin dintr-un corp apropiat de roci sursă sunt parte a aceluiași sistem astfel încât, cu grade diferite de exactitate fiecare sistem poate fi conturat utilizând prezența sau absența hidrocarburilor legate genetic. Un sistem petrolier constă din elemente esențiale (roci sursă, colectoare și protectoare, capcane) împreună cu toate hidrocarburile legate genetic care apar ca indicații superficiale (izvoare de petrol și de gaze etc.) și/sau

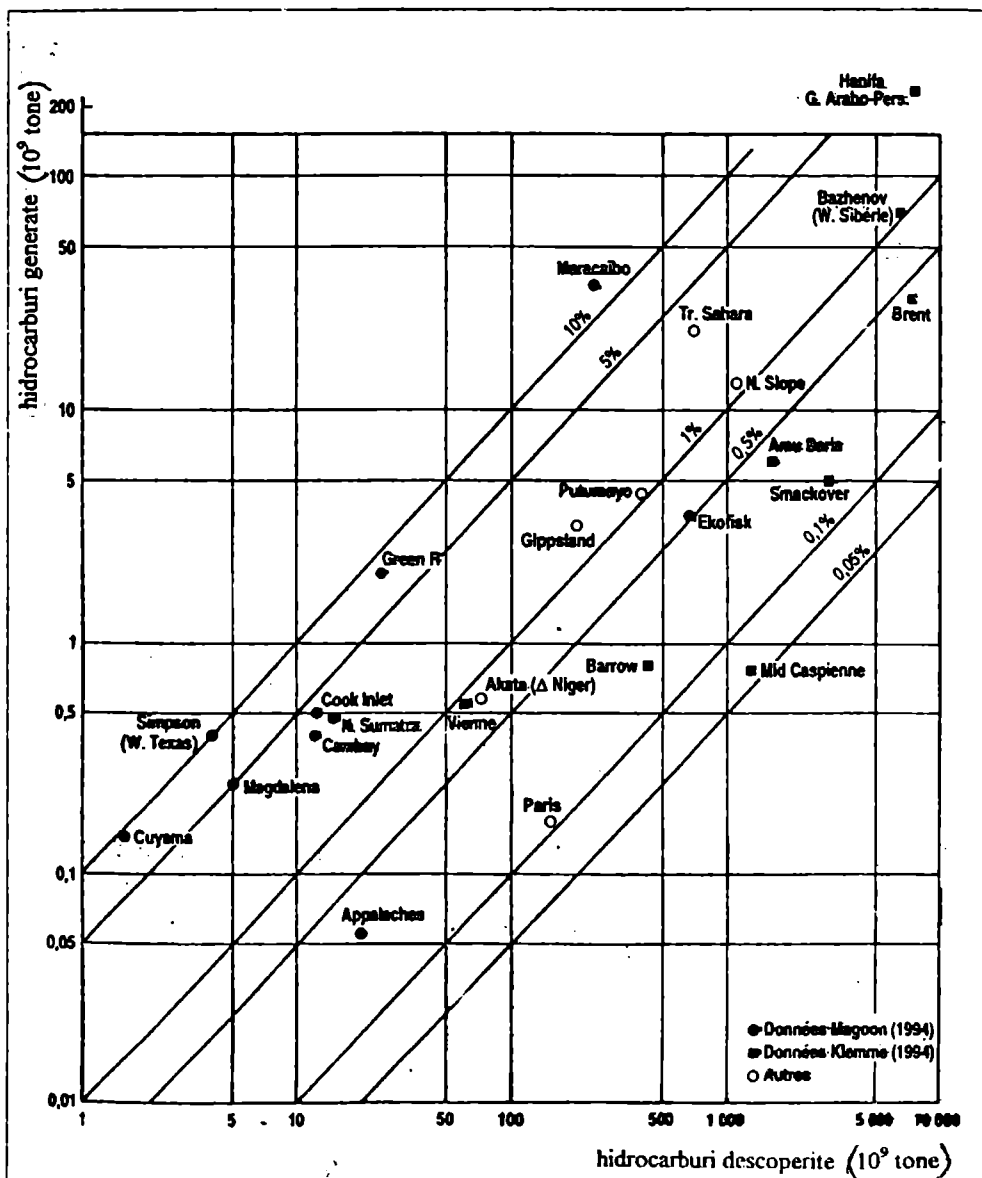


Fig.50 Eficiența sistemelor petroliere (%). Rezervele descoperite în funcție de cantitatea de hidrocarburi generată ( $10^{12}$  tone echivalente de petrol) (modificat după Laherrère și Perrodon, 1995)  
 date după Magoon (1994)  
 date după Klemme (1994)  
 alți autori

sub formă de acumulări industriale a căror proveniență este dintr-o singură rocă sursă sau dintr-un set cu mai multe secvențe care cuprind roci sursă. Procesele care se desfășoară în sistem sunt: geneza, expulzarea, migrația și acumularea hidrocarburilor în capcane și apoi pierderea lor prin procese de dismigrație. Extinderea geografică și stratigrafică a sistemelor petroliere este definită prin distribuția rocilor sursă mature în raport cu acumulările petrolifere-gazeifere descoperite și cu alte indicații de hidrocarburi, în care sunt dovedite sau cel puțin sunt potențiale relațiile genetice cu rocile sursă mature.

Extinderea temporală sau vârsta sistemului este dată de perioada în care au avut loc majoritatea proceselor de geneză, expulzare, migrație, acumulare și dismigrație a hidrocarburilor.

Din prezentarea succintă se poate vedea că sistemul petrolier are câteva definiții care se diversifică pornind de la setul de evenimente geologice care vor duce la formarea hidrocarburilor până la combinarea rocilor sursă mature cu zăcămintele de petrol, legate genetic. Modificările care intervin în definirea termenului derivă evident din prioritățile și obiectivele de cercetare petrolieră urmărite de diferiți cercetători. În ciuda acestor mici diferențe de definire, cei mai mulți autori arată că un sistem de petrol este un grup de acumulări de hidrocarburi care au fost generate de un număr redus (în mod obișnuit numai unul) de roci sursă mature și care se găsesc sau pot fi găsite într-un spațiu geologic limitat.

Datorită complexității lor, sistemele sunt dificil de definit în așa fel încât să satisfacă pe toți cercetătorii, deși ele sunt un fenomen obișnuit în natură și civilizația umană. De exemplu în cadrul civilizației un sistem include o serie de obiecte fabricate sau o organizație care formează o rețea desemnată ca să distribuie obiectele, care este electricitatea. Sistemul electric în totalitatea lui include generarea electricității, livrarea sa și numeroasele utilizări ale acesteia în fabrici, birouri, locuințe ș.a. Obiectivul întregii rețele de distribuție se concentrează în jurul locurilor

unde se livrează obiectele fabricate. Pentru sistemul electric, cablurile, izolatorii și multe altele sunt destinate creării, mișcării și utilizării electricității.

Harta acestui sistem va arăta localizarea relativă a generatorilor, unde este produsă electricitatea, liniile de putere care distribuie electricitatea și uzinele, birourile, locuințele unde este ea utilizată.

Rețele similare se întâlnesc și în natură, cum este sistemul circulator al sângelui care distribuie oxigenul și nutrienții în diversele părți anatomice ale corpului omenesc și apoi preia bioxidul de carbon și toxinele pentru a le elimina.

Pădurea este mai mult decât un grup de copaci, ea este de fapt un ecosistem care oferă un habitat pentru numeroase animale, ciuperci, microbi, etc; ei sunt interconectați prin modul în care fac schimb de nutrienți adică de energie. Evident că sunt multe sisteme geologice sau sisteme terestre așa cum este sistemul geotermal prin care se creează și se deplasează apele supraîncălzite sau aburul prin scoarța Pământului.

Sistemul petrolier este un sistem natural care crează, distribuie și acumulează sau pierde hidrocarburile. "Generatorul" este roca sursă matură, "rețeaua liniilor de putere" este reprezentată prin căile de migrație iar "uzinele, birourile și locuințele" sunt reprezentate de acumulările de hidrocarburi (industriale sau non-industriale) și de izvoarele de petrol și emanațiile de gaze hidrocarburice de la suprafața Pământului.

Sistemul petrolier include rocile sursă și capcanele conținând petrol și gaze și în plus toate formațiunile geologice cuprinse între rocile sursă mature și capcane, formațiuni prin care se poate concepe că au migrat hidrocarburile; de asemenea el cuprinde și rocile protectoare cu continuitate regională, care acoperă sistemul. În unele cazuri rocile protectoare sunt absente sau au extindere locală, limitată iar uneori pot fi



fracturate astfel încât unele zone ale sistemului sunt deschise (descoperite) la partea superioară, ceea ce în mod obișnuit are ca rezultat prezența petrolurilor grele (cu densitate foarte mare) la adâncime mică, a nisipurilor sau gresiilor asfaltoase la suprafața Pământului, a izvoarelor de petrol și a emanațiilor de gaze. Un sistem petrolier este un sistem petrolier distrus sau degradat aproape total atunci când toate sau aproape toate hidrocarburile au fost pierdute în atmosferă, spălate de către apă sau biodegradate la suprafața scoarței terestre.; el este însă de un interes științific major fiind utilizat ca un analog în analiza comparativă a bazinelor de sedimentare.

Geneza hidrocarburilor, expulzarea, migrația, acumularea, conservarea sau pierderea lor și modificările lor fizice și chimice produse în zăcămintele sunt procese care apar în interiorul sistemului petrolier; alte procese geologice ca diagenеза rocilor, mișcările tectonice etc. afectează depozitele în care este constituit sistemul dar ele nu sunt caracteristice sistemului și sunt elemente mai potrivite și mai utilizate în analiza bazinelor de sedimentare.

Sistemul petrolier are atât extinderea spațială (areală și stratigrafică) cât și temporală. Extinderea spațială este reprezentată prin volumul rocilor ocupate de sistem și mai mult de stilul migrației hidrocarburilor decât de bogăția sistemului (raportul dintre volumul hidrocarburilor și volumul rocilor); de exemplu migrația laterală pe distanță lungă conduce la extinderea areală a sistemului și deci la un habitat dispersat al hidrocarburilor, pe când bogăția sa este legată de mărimea, calitatea și maturizarea termică a setului de roci sursă mature. Extinderea spațială a sistemului este legată de evoluția sa și include perioada în care au avut loc procesele specifice la geneză, migrație și acumulare a petrolului și a gazelor.

Elementele care definesc bazinul petrolifer-gazeifer și sistemul petrolier fac ca ele, pe de o parte să se apropie foarte mult iar pe de altă

parte să se deosebească în mod net. Astfel până la un anumit punct elementele definitorii (roci sursă mature, căi de migrație, roci colectoare și protectoare, capcane) ale celor două concepte sunt comune dar, în timp ce bazinul poate fi petrolifer-gazeifer cu sau fără roci sursă (în a doua situație hidrocarburile migrează din alt bazin), în sistemul petrolier este obligatorie prezența rocilor sursă și în plus acestea trebuie să fie maturizate din punct de vedere termic. Sistemul petrolier este în acest fel mult mai cuprinzător decât bazinul petrolifer-gazeifer, pentru că el poate să cuprindă roci sursă mature localizate într-un bazin iar căile de migrație, rocile colectoare și protectoare și capcanele să fie situate în alt bazin de sedimentare. De exemplu analizele geochimice din care a rezultat corelarea petrol-petrol și rocă sursă-petrol arată că unele acumulări petrolifere-gazeifere din Sarmațianul sectorului central - nordic al Platformei Moesice s-au format și pe seama hidrocarburilor generate și migrate din rocile sursă oligocene din Depresiunea Carpatică. Rezultatele acestor analize geochimice sugerează că sistemul petrolier din acest sector al platformei se extinde și în zona Depresiunii Carpatice.

De asemenea într-un bazin petrolifer-gazeifer poate fi unul sau mai multe sisteme petrolifere în al doilea caz, sistemele se pot diferenția ca extindere areală în cuprinsul bazinului cât și ca extindere stratigrafică. De exemplu în România au fost descoperite 10 bazine petrolifere-gazeifere în care sunt dezvoltate cel puțin 18 sisteme petroliere.

Procesele caracteristice sistemelor petroliere pot fi simulate și studiate în laborator (însă cu limitări semnificative) și apoi modelate condițiile din mediul natural; extinderea spațială a sistemului poate fi confirmată pe baza cartării geologice și a informațiilor de la sonde precum și din datele geochimice, geofizice sau din rezultatele modelării bazinului.

Conceptul de modul de explorare (*play concept*) a fost introdus în practica geologică de petrol ca un fenomen esențial pentru companiile de petrol care concesionează o regiune dintr-un bazin de sedimentare în

vederea prospecțiunii și explorării petroliere și apoi dacă se descoperă zăcămintele cu hidrocarburi, pentru exploatarea lor. Modulul de explorare se referă la sectoarele din regiunea concesionată în care vor fi concentrate lucrările de prospecțiune și explorare petrolieră, dar în special cele de explorare petrolieră reprezentate prin foraje; astfel, într-o zonă concesionată pot să fie mai multe module de explorare sau numai unul singur dacă el se extinde pe întreaga regiune concesionată.

Regiunea concesionată ar putea cuprinde toate elementele necesare genezei și acumulării hidrocarburilor: roci sursă mature, căi de migrație, roci colectoare și protectoare și capcane, însă pentru modulul de explorare este esențială aria de extindere a rocilor colectoare și a capcanei, în care vor fi concentrate lucrările de foraj. Astfel modulul de explorare are o extindere mult mai mică decât regiunea concesionată.

Conceptul de modul de explorare se referă nu numai la extinderea spațială (în suprafață și în adâncime) și temporală (pe scara stratigrafică) a elementelor esențiale pentru formarea zăcămintelor de hidrocarburi dar și la modelarea proceselor de geneză, expulzare, migrație, acumulare și conservare a hidrocarburilor prin care se determină sectoarele din zona cercetată în care se vor constitui acumulările petrolifere-gazeifere, și în care se vor concentra sondele de explorare petrolieră.

Conceptul de modul de explorare trebuie privit atât ca o unitate spațială de explorare dar în același timp și ca o unitate care întrunește toate condițiile de geneză și acumulare a petrolului și a gazelor, condiții determinate prin modelarea proceselor specifice care s-au desfășurat în sistemul petrolier în care este localizat modulul de explorare.

În limba română este greu de găsit echivalentul termenului "play" și în acest sens se consideră că cel de modul de explorare este cel mai potrivit, însă înțelegând bine noțiunile prezentate mai sus. Conceptul de modul de explorare (play) este caracterizat de aceleași elemente care participă la realizarea sistemului petrolier, însă extinderea sa spațială este

mult mai redusă astfel încât, el se poate restrânge la capcana sau capcanele din arealul cercetat. Legătura dintre sistemul petrolier și modul de explorare este evidentă; pentru a se delimita modul de explorare în adâncime și în suprafață trebuie modelate procesele de geneză, expulzare, migrație și acumulare a hidrocarburilor care au loc în sistemul petrolier în corelație cu întreaga evoluție geologică a bazinului de sedimentare; dacă nu se ține seama de modelarea acestor procese, termenul de modul de explorare ar putea fi limitat numai la zona de extindere a capcanei (în care vor fi săpate cel puțin primele foraje de explorare) ceea ce nu este corect și conduce la creșterea riscului de explorare petrolieră. Acest concept constituie baza rațională pentru evaluarea resurselor de hidrocarburi, pentru localizarea cantităților comerciale de petrol și de gaze, pentru organizarea și conducerea în mod judicios a cercetării pentru petrol și gaze și pentru reducerea riscului în explorarea petrolieră.

În concluzie termenii de bazin, sistem petrolier și modul de explorare sunt trei unități conceptuale de clasificare ale geologiei petrolului, care sunt utilizate în prospecțiunea, explorarea și evaluarea petroliferă-gazeiferă și chiar în exploatarea zăcămintelor de hidrocarburi. Fiecare din aceste concepte este cel mai potrivit în funcție de obiectivele specifice pe care trebuie să le atingă geologii care se ocupă cu studiul integrat al geologiei petrolului.

Bazinul - în general - se formează și se modifică prin evenimente tectonice și se umple prin procese sedimentare; el reprezintă cea mai adecvată unitate pentru studiul subsidenței și a evoluției tectonice, a dezvoltării sistemelor sedimentare, a formării capcanelor structurale și stratigrafice și a istoriei regimului termic. Bazinele petroifere-gazeifere se dezvoltă în cadrul bazinului de sedimentare și au extindere mult mai redusă decât acesta.

Sistemul petrolier este o unitate genetică de hidrocarburi. După cum s-a menționat mai sus, sistemul petrolier se constituie într-un anumit volum din rocile sedimentare ale bazinului astfel că el ocupă numai o parte din bazinul petrolifer-gazeifer; extrem de rar el poate ocupa întregul volum al unui bazin. Sistemul petrolier este unitatea cea mai adecvată pentru studiul și modelarea genezei migrației, acumulării și conservării hidrocarburilor.

Studiul și modelarea sistemului petrolier se face pe baza datelor derivate din analiza și modelarea bazinului de sedimentare. Astfel rezultă corelația strânsă dintre bazin și sistemul petrolier pentru că datele studiului și ale modelării provin din bazinul de sedimentare și în bazinul petrolifere-gazeifere în care s-au constituit și a evoluat sistemul petrolier. După cum s-a menționat un bazin petrolifer-gazeifer poate să cuprindă mai multe sisteme petroliere dezvoltate și diferențiate atât în adâncime cât și în suprafață.

Modulul de explorare (play) este o unitate de explorare utilizată - la fel ca și sistemul petrolier - în evaluarea petroliferă-gazeiferă. Acest concept oferă baza logică pentru localizarea cantităților comerciale de petrol și de gaze și este cel mai adecvat pentru organizarea și conducerea lucrărilor de prospecțiune și explorare petrolieră.

Evaluarea cantităților de hidrocarburi încă nedescoperite dintr-o zonă concesionată este esențială pentru companiile de explorare petrolieră; această evaluare este un ghid pentru planificarea strategiei de explorare pe termen lung și determină oportunitățile de investiție pentru explorare. Riscul explorării unui modul este mult diminuat atunci când se folosesc datele derivate din analiza și modelarea bazinului cât și a sistemului petrolier. Acestea pot fi utilizate - după descoperirea zăcămintelor de petrol și gaze, care confirmă și calibrează noțiunile și conceptele aplicate - ca o bază care fundamentează lucrările de prospecțiune și explorare petrolieră în noi module de explorare.

### 5.3. NOȚIUNEA DE HABITAT ȘI DE BOGĂȚIE A HIDROCARBURILOR

Pentru evaluarea petroliferă-gazeiferă a bazinului este necesară definirea unei noțiuni introdusă în geologia petrolului cu peste patru decenii în urmă și anume noțiunea de habitat de bogăție și a hidrocarburilor.

Noțiunea de bogăție a hidrocarburilor (*hydrocarbon richness*) se referă la cantitatea (volumul) de petrol și/sau gaze (după caz) care revine la o unitate de suprafață a unui bazin de sedimentare ( $\text{km}^2$ ) sau la unitatea de volum de sedimente ( $\text{km}^3$  sau mai rar  $\text{m}^3$ ). Cu alte cuvinte noțiunea de bogăție de hidrocarburi exprimă densitatea medie a rezervelor pe unitatea de suprafață sau volum de sedimente.

Numărul zăcămintelor de petrol și gaze descoperite până în prezent pe plan mondial este de peste 30.000. Mărimea, adâncimea și caracteristicile lor sunt extrem de variate. Astfel adâncimea la care sunt situate variază între câțiva zeci de metri și mai mult de 6000 de metri. Zăcămintele cele mai mici au o suprafață mai mică de  $1 \text{ km}^2$  și rezervele sunt cel mult de 100.000 tone, la extrema cealaltă este zăcămintul El Ghawar, cel mai mare din lume cu o suprafață (dată de închiderea practică) mai mare de  $8000 \text{ km}^2$  și cu rezerve estimate de peste 10 Gt (10 miliarde de tone de hidrocarburi).

Perrodon (1985,1988) distinge după mărimea rezervelor geologice inițiale de petrol (N) mai multe categorii de zăcăminte:

- zăcăminte minore :  $N < 14 \text{ Mt}$  ( $< 100 \text{ Mb}$ );
- zăcăminte majore :  $N > 14 \text{ Mt}$  ( $> 100 \text{ Mb}$ );
- zăcăminte gigantice:  $N > 70 \text{ Mt}$  ( $> 500 \text{ Mb}$ );
- zăcărinte supergigantice:  $N > 700 \text{ Mt}$  ( $> 5 \text{ Gb}$ ).

Pentru zăcărnintele gazeifere categoriile sunt aceleași, cu precizarea că cifrele respective se multiplică cu 1000 metri cubi (1 tonă

petrol este echivalentă cu  $1000 \text{ m}^3$  de gaze hidrocarbionice). Echivalența termenilor de mai sus este următoarea:

$t = \text{tonă}$ ;  $b = \text{baril}$ ;  $1 \text{ baril (barrel)} = 0,159 \text{ m}^3 \approx 0,14 \text{ t}$ ;  $M = 10^6$ ;  $G = 10^9$ .

Trebuie reamintit faptul că 90 % din zăcămintele gigantice sunt în capcane structurale de tip anticlinal (fig. 2). Ele reprezintă numai 1% din numărul total de zăcămintele, dar cu rezerve de peste 95% din rezervele mondiale și produc 2/3 (două treimi) din producția mondială de hidrocarburi.

Perrodon (1985, 1987) separă bazinele de hidrocarburi după densitatea medie a rezervelor de hidrocarburi pe unitatea de volum sau pe unitatea de suprafață și anume:

- foarte bogate, cu un conținut mediu de peste  $10.000 \text{ t petrol/km}^2$ ;
- bogate, având între  $1000$  și  $10.000 \text{ t petrol/km}^2$ ;
- sărace, cu mai puțin de  $1000 \text{ t petrol/km}^2$ .

Densitatea rezervelor de hidrocarburi pe unitatea de volum sau de suprafață sau bogăția bazinului pare a fi simplu de determinat, în special pentru bazinele cu un grad avansat de explorare. În rezolvarea acestei probleme intervin dificultăți majore datorită distribuției foarte inegale în cadrul unui bazin a zăcămintelor de petrol și de gaze, deoarece unele sectoare ale bazinului conțin rezerve de hidrocarburi (sunt petrolifere-gazeifere) iar altele nu sunt petrolifere-gazeifere; în mod corect bogăția de hidrocarburi ar trebui să se refere numai la sistemul petrolifer (Magoon, 1992).

Noțiunea de habitat a apărut ca urmare a studiilor statistice privind distribuția structurilor geologice, a acumulărilor petrolifere-gazeifere și a rezervelor de hidrocarburi dintr-un bazin de sedimentare. Cu alte cuvinte ea arată repartizarea zăcămintelor de hidrocarburi într-un bazin, repartizare de natură structurală, stratigrafică și geografică.

În mod practic, habitatul se evaluează pe de o parte prin numărul de zăcămintele din unitatea de suprafață considerată în mod obișnuit de

10.000 km<sup>2</sup> iar pe de altă parte prin proporția de rezerve în cel mai important zăcământ al său sau - după caz - în grupul cu cele mai importante acumulări petrolifere-gazeifere.

Numeroasele studii efectuate au arătat că repartiția rezervelor de hidrocarburi într-un bazin nu este întâmplătoare ci în conformitate cu o lege care poate fi exprimată cu relația:

$$G_n / G_{n-1} = \left( \frac{n-1}{n} \right) K$$

unde G este mărimea unui zăcământ (suprafață, volum sau rezerve) de rangul n, iar K este o constantă a cărei valoare este de cele mai multe ori, diferită de 1. În cazul în care K=1, repartiția rezervei este log - normală, iar legea de repartiție se numește "legea lui Zipf". După această lege, zăcămintele dintr-un bazin sunt cu atât mai numeroase cu cât sunt mai mici.

Exprimând grafic legea lui Zipf se constată că dacă mărimea primului zăcământ este 100, al doilea va avea valoare 50, al treilea 33,3, al patrulea de 25, al cincilea 20 ș.a.m.d.

Habitatul zăcămintelor de hidrocarburi exprimat ca dimensiuni (suprafață, volum sau ca rezerve) poate fi concentrat, dispersat sau normal. Când  $0,5 < K < 1$  habitatul este dispersat și reflectă repartiția rezervelor bazinului pe un număr mare de zăcăminte. Ele au rezerve relativ mici, zăcămintele cele mai mari cuprinzând 5 - 10 % din totalul rezervelor bazinului. Habitatul dispersat este caracteristic bazinelor cu tipuri puțin variate de capcane și în care predomină capcanele stratigrafice cum este cazul deltelor, unele bazine din interiorul cratonelor ș.a., ca de exemplu zona costieră a Coastei Golfului (S.U.A.), Delta Nigerului (Nigeria), Bazinul Michigan (S.U.A.), Bazinul Parisului (Franța), Bazinul Văii Padului (Italia) ș.a.



Habitatul concentrat se întâlnește în cazul când coeficientul  $K$  este supraunitar și anume  $1 < K < 2$ . Acest tip de habitat reflectă repartitia rezervelor într-un număr foarte mic de zăcăminte în care sunt concentrate marea majoritate a rezervelor de hidrocarburi dintr-un bazin. De asemenea el sugerează că există diferențe foarte mari de mărime între zăcăminte. Habitatul concentrat este întâlnit în bazinele cu condiții structurale și stratigrafice foarte diferențiate de acumulare. Pe de o parte ele sunt reprezentate prin regiuni cu condiții foarte bune de geneză și acumulare în care se grupează un număr mic de acumulări, dar cu rezerve foarte mari, iar pe de altă parte prin zone cu condiții foarte slabe de acumulare în care există acumulări mici, dispersate. În acest caz, într-un număr foarte mic de zăcăminte (două - trei) se pot concentra mai mult de jumătate din rezervele totale ale bazinului. Asemenea bazine sunt: Bazinul Vienei, Bazinul Parentis, Bazinul Saharei Algeriene, Bazinul Sirta, Bazinul Volga-Ural iar cazurile cele mai tipice sunt Bazinul Alaskăi de Nord, unde un singur zăcământ (Prudhoe Bay) deține peste 95% din rezervele de petrol descoperite ale bazinului, și Bazinul Siberiei Occidentale unde zăcământul Urengoi (cel mai mare zăcământ de gaze din lume) cuprinde peste 90% din rezervele cu gaze descoperite ale bazinului.

Uneori în literatura de specialitate este întâlnit și habitatul normal care reflectă distribuția uniformă a rezervelor de hidrocarburi dintr-un bazin, caz foarte rar întâlnit astfel că el nu este uzual. Perrodon (1985) arată că la un habitat normal - conform legii lui Zipf - în primul zăcământ sunt acumulate cca. 34% din rezerve la o populație de 10 zăcăminte, 19% la una de 100, 13% la una de 1000 și 10% la una de 10.000 de zăcăminte. Această repartitie sugerează că, cu cât este mai mare populația examinată cu atât habitatul este mai concentrat și anume o pondere de 10 % din rezerve la un număr de 10.000 de zăcăminte este mult mai semnificativă decât proporția de 34% din rezerve la un număr

de 10 zăcămintele. Pentru a înlătura efectul mărimii populației de zăcămintele studiate se poate apela la două procedee și anume: în primul caz se iau în considerare doar acumulările cu raportul de mărime până la 100.000 la 1, sau în al doilea se elimină din calcule zăcămintele care concentrează mai puțin de 1% din rezervele bazinului.

În bazinele cu explorare foarte avansată, în care se cunosc toate elementele stratigrafice, tectonice și petroliere cum este Bazinul Californiei, Bazinul Michigan ș.a., tipul habitatului se poate determina cu suficientă exactitate; el poate fi folosit în noi bazine aflate la începutul explorării. Caracterizarea habitatului este mai dificilă în bazinele aflate într-un stadiu inițial de explorare dar și aici tipul de habitat este sugerat de rezultatele obținute prin lucrările succesive de explorare și anume pe de o parte un habitat dispersat poate fi estimat dacă mărimea rezervelor zăcămintelor descoperite scade lent în timp, adică valoarea coeficientului  $K$  este subunitară, iar pe de altă parte habitatul concentrat este sugerat de scăderea rapidă în timp a mărimii rezervelor zăcămintelor descoperite succesiv, când valoarea coeficientului  $K$  este supraunitară.

Pentru explorarea petrolieră în condiții egale, pe de o parte bazinele cu habitat dispersat sunt mai atractive pentru că factorul de risc al explorării este mai mic, în comparație cu bazinele cu habitat concentrat, iar pe de altă parte descoperirea unui zăcământ gigantic într-un bazin cu habitat concentrat conduce la creșterea majoră a investițiilor de explorare.

Caracterizarea habitatului este un instrument statistic foarte util în explorarea petrolieră, în ultimii ani introducându-se și utilizarea fractalilor. Analiza habitatului conduce la o caracterizare mai bună a bazinelor petrolifere-gazeifere decât alte metode statistice, cum este metoda proporției de rezerve concentrate în grupul celor mai mari 5 - 10 zăcămintele din bazin sau ponderea rezervelor acumulate în grupul primelor 5 - 10 zăcămintele descoperite.

Noțiunile de bogăție și habitat al hidrocarburilor vor fi aplicate la unele metode de evaluare petroliferă-gazeiferă a bazinelor.

## **5.4. METODE DE EVALUARE PETROLIFERĂ A BAZINELOR DE SEDIMENTARE**

Evaluarea petroliferă-gazeiferă a bazinelor de sedimentare s-a făcut la început în mare măsură în mod calitativ, rezervele de petrol și gaze care ar putea fi acumulate fiind evaluate prin diferite metode, dintre care cele mai cunoscute sunt: metoda rezervei medii pe structură, metoda analizei geologice-comparative și metoda volumetrică-genetică.

În prezent teoria originii organice a hidrocarburilor este unanim acceptată de cercetători pe baza volumului considerabil de date teoretice și practice privind procesele de geneză, expulzare, migrație, acumulare și conservare a hidrocarburilor astfel încât - de peste două decenii - pe baza acestei teorii a început aplicarea unor noi metode, cantitative de evaluare petroliferă-gazeiferă a bazinelor de sedimentare. Aceste metode integrează în mare măsură toate datele geologice, hidrogeologice, tectonice, geochimice, geotermice etc. privind bazinul analizat. Ele sunt folosite în mod complex pentru reconstituirea evoluției structurale, sedimentologice, geotermice ș.a.m.d bazinului, a maturizării termice a rocilor sursă, a genezei și expulzării hidrocarburilor, a migrației și a căilor de migrație ale acestora, a zonelor către care au migrat și a structurilor geologice adică a capcanelor în care s-au acumulat și conservat.

### **5.4.1. METODA REZERVEI MEDII PE STRUCTURĂ**

În general bazinele petrolifere-gazeifere sau areale mai restrânse din acestea în care s-au descoperit numeroase zăcămintele de petrol și gaze (unele dintre ele aflate în exploatare) se consideră că sunt bine cunoscute din punct de vedere geologic și petrolier și astfel datele privind acumularea hidrocarburilor pot fi utilizate pentru evaluarea rezervelor

dintr-un sector al aceluiași bazin sau din alt bazin însă cu condiții geologice și petroliere asemănătoare.

Metoda rezervei medii pe structură se bazează pe stabilirea unor corelații între sectorul cercetat și o zonă mai restrânsă (cuprinsă sau nu în același areal) cu condiții geologice asemănătoare, zonă care este complet cercetată din punct de vedere geologic și petrolier. Această zonă, care uneori poate fi extinsă la scara întregului bazin petrolifer-gazeifer (dacă acesta are extindere mică) este considerată zonă etalon și - pentru că evaluarea pornește de la acumulările cu hidrocarburi - ea trebuie în mod obligatoriu să cuprindă zăcămintele cu petrol și/sau gaze.

Aplicarea acestei metode se desfășoară în mai multe etape, care se desfășoară mai întâi în zona etalon și apoi în zona aflată în cercetare.

1) Pentru zona etalon se calculează următorii parametri:

- aria totală (A);
- numărul total de structuri geologice (S);
- coeficientul de răspândire ( $c_r$ ) ca raport dintre numărul total al structurilor geologice și aria totală a zonei etalon:

$$c_r = \frac{S}{A}$$

- aria medie a unei structuri geologice ( $A_m$ ) se calculează ca medie aritmetică simplă sau ponderată cu suprafața fiecărei structuri:

$$A_m = \frac{\sum_{i=1}^n A_i}{n}$$

- numărul structurilor petroliere-gazeifere ( $S_{pg}$ );
- coeficientul de acumulare a hidrocarburilor ( $c_a$ ) ca raport între numărul structurilor petrolifere-gazeifere ( $S_{pg}$ ) și numărul total de structuri (S):  $c_a = S_{pg}/S$ ;
- rezerva totală de hidrocarburi (N);

- rezerva medie pe structură (Nm) ca raport între rezerva totală și numărul structurilor petrolifere-gazeifere (Spg):  $Nm = N / Spg$ ;

2) Evaluarea rezervelor pentru zona aflată în cercetare la care se extrapolează o parte din parametri obținuți din zona etalon se face după cum urmează:

- se calculează aria totală (At);

- se estimează numărul structurilor geologice posibile (Sx) cu ajutorul coeficientului de răspândire ( $c_r$ ) extrapolat din zona etalon:

$$Sx = At \cdot c_r;$$

- se estimează numărul posibil de structuri petrolifere-gazeifere (Sxpg) cu ajutorul coeficientului de acumulare ( $c_a$ ), extrapolat din zona etalon:

$$Sxpg = Spg \cdot c_a$$

- se determină rezerva de prognoză (Nt) cu ajutorul rezervei medii pe structură extrapolată din zona etalon  $Nt = Sxpg \cdot Nm$

Metoda rezervei medii pe structură se aplică pentru zăcămintele care sunt acumulate în roci colectoare de aceeași vârstă ca de exemplu Triasicul (inferior, mediu sau superior) din nord-vestul Platformei Moesice, Liasicul terminal-Doggerul din partea central - nordică a Platformei Moesice, Sarmațianul sau Meoțianul din molasa Depresiunii Carpatice (zona cutelor diapire), Oligocenul din Flișul Paleogen al Carpaților Orientali etc.

Rezultatul obținut prin aplicarea rezultatelor acestei metode se poate utiliza ca atare sau de cele mai multe ori el este ameliorat cu un coeficient, de obicei subunitar care ține seamă de complexitatea stratigrafică și mai ales structurală a noului bazin în care sunt extrapolate datele din arealul folosit ca etalon.

## **5.4.2. METODA ANALIZEI GEOLOGICE-COMPARATIVE**

În mod asemănător cu metoda rezervei medii pe structură și această metodă utilizează o suprafață etalon, cu zăcămintele explorate și eventual aflate în exploatare din care se cunosc: suprafața totală, suprafața fiecărei structuri, volumul total al fiecărei structuri, volumul sau cantitatea rezervelor de petrol și gaze. Din acești parametri se determină rezerva medie ce revine la un kilometru pătrat care apoi se extrapolează la arealul pentru care se determină rezerva de prognoză.

Spre deosebire de metoda rezervei medii pe structură unde de obicei nu se aplica un coeficient de corecție, metoda analizei geologice comparative ține seama de toate deosebirile litostratigrafice și tectonice dintre zona etalon și zona aflată în cercetare. Astfel în mod direct sau indirect se introduce întotdeauna un termen de corecție prin compararea gradului de complexitate geologică dintre cele două zone analizate.

Metoda analizei geologice comparative se aplică - la fel ca și metoda anterioară - strict pentru același interval stratigrafic în care sunt conservate zăcămintele analizate din suprafața etalon și care apoi se extrapolează în zona de studiu pentru roci colectoare de aceeași vârstă, pentru care se calculează rezerva de prognoză.

## **5.4.3. METODA GENETICĂ-COMPARATIVĂ**

Metodele denumite "genetice" au început să fie aplicate cu aproape un secol în urmă de geologii și geochimiștii care au enunțat și fundamentat teoria originii organice a petrolului și a gazelor. Aceste metode constau în estimarea cantităților pe care le pot genera rocile sursă dintr-un bazin de sedimentare, estimare care se face cu ajutorul diverselor tehnici de analiză, în special de natură geochimică.

Metoda genetică-comparativă prezentată în acest subcapitol se bazează pe evaluarea cantității de hidrocarburi generate de unitatea volumetrică (de obicei  $1 \text{ km}^3$  sau mai rar  $1 \text{ m}^3$ ) din fiecare secvență

pelitică din regiunea studiată. Ea ține seama și de coeficientul de acumulare și conservare a hidrocarburilor, astfel că rezervele de prognoză vor fi calculate cu relația:

$$N_p = V \cdot a \cdot b$$

unde:  $N_p$  = rezerva de prognoză;

$V$  = volumul rocilor pelitice, posibile roci sursă de hidrocarburi;

$a$  = volumul sau cantitatea de hidrocarburi posibil să fie generată de unitatea volumetrică de rocă pelitică (câțiva zeci de litri sau câteva kilograme sau zeci de kilograme raportate la  $1 \text{ km}^3$  sau  $1 \text{ m}^3$  de rocă);

$b$  = factorul de acumulare și de conservare a hidrocarburilor (exprimat în procente, în mod obișnuit de 10%).

Această metodă are numeroase deficiențe. Pe de o parte ea se referă la toate secvențele pelitice din bazinul sau sectorul analizat, fără a se ține seama de conținutul și de tipul kerogenului din aceste roci precum și de gradul lor de maturizare termică, parametri care controlează cantitatea de hidrocarburi generată de rocile pelitice, posibil sursă de hidrocarburi.

Cantitatea și tipul kerogenului precum și treapta de maturizare termică la care au ajuns rocile se determină prin analize petrografice, geochimice, ș.a. efectuate pe probe de rocă. Atunci când cercetările se găsesc la începutul prospecțiunii sau chiar în timpul prospecțiunii petroliere, perioadă în care nu sunt disponibile eşantioane de roci recoltate din regiunea studiată, de obicei se face apel la studiile efectuate în alte bazine (în care explorarea este foarte avansată sau încheiată) cu litostratigrafie, structură și evoluție geologică asemănătoare cu bazinul analizat. Prin comparație se apreciază cantitatea de hidrocarburi generată de unitatea volumetrică din fiecare secvență pelitică considerată posibilă rocă sursă de hidrocarburi.

Pe de altă parte, coeficientul de acumulare și de conservare a hidrocarburilor este foarte dificil de evaluat. În mod obișnuit acest

coeficient se apreciază prin comparație cu cel calculat în bazinele cu explorare foarte avansată sau chiar încheiată.

Această metodă, deși atrăgătoare și ușor de aplicat la prima vedere, datorită numeroaselor deficiențe a fost parțial abandonată fiind reluată sub altă formă și îmbunătățită cu alți parametri, așa cum se va vedea în subcapitolele următoare.

#### **5.4.4. METODA FRACTALULUI PARABOLIC**

Această metodă se bazează pe legile fundamentale ale naturii care guvernează distribuția mărimii obiectelor din același domeniu natural cum este: magnitudinea galaxiilor, distanța dintre planete, mărimea zăcămintelor de minereuri sau a acumulărilor de hidrocarburi din cadrul unui sistem petrolier. Cu alte cuvinte natura este "autosimilară" sau "fractală" pentru același domeniu: o parte a unui întreg este similară cu întregul, distribuția celor mari este similară cu distribuția celor mici.

Pe un grafic de tip log-log, în care se reprezintă mărimea zăcămintelor de hidrocarburi (rezerve, volum, suprafață, etc) în funcție de rangul lor în ordine descrescătoare, distribuția acumulărilor petrolifere-gazeifere din bazinul analizat urmează o curbă parabolică și anume, "curba de autosimilaritate" sau "curba fractalului parabolic".

Acest nou concept se bazează pe un parametru fundamental al geometriei fractalilor și anume autosimilaritatea prin care o parte a distribuției unui obiect îl descrie pe acesta în întregime. Atunci utilizarea acestei proprietăți a fractalilor va permite estimarea nu numai a rezervelor de hidrocarburi, care au mai rămas de descoperit într-un bazin petrolifer-gazeifer, dar ea poate de asemenea să arate numărul și mărimea zăcămintelor care vor putea fi descoperite în bazinul analizat.

Pornind de la principiul simplu și binecunoscut că în bazinele petrolifere-gazeifere primele zăcămintele de hidrocarburi descoperite sunt cele mai mari, urmând ca cele mai mici să fie descoperite mai târziu, cu



cheltuieli de explorare din ce în ce mai mari și într-un timp din ce în ce mai îndelungat, această metodă constă în determinarea curbei parabolice în coordonate dublu logaritmice (log-log).

În cadrul unui sistem petrolier în care au fost descoperite mai multe acumulări petrolifere-gazeifere, dacă  $M_n$  este mărimea unui zăcământ de rangul  $M$ , atunci ecuația curbei parabolice poate fi scrisă cu relația:

$$\log M_n = \log M_1 - a \log n - b (\log n)^2.$$

Pentru trasarea curbei parabolice descrise de ecuația de mai sus în mod obișnuit sunt necesare trei puncte: mărimea de rangul 1, de rangul 10 și de rangul  $n$  unde șansa descoperirii unui zăcământ important este minimă. Panta curbei parabolice este definită prin termenii  $(a + b)$ . Ea caracterizează habitatul hidrocarburilor din regiunea analizată și anume:

- habitat dispersat pentru  $(a + b)$  mai mic de 0,5;
- habitat normal pentru  $(a + b)$  situat între 0,5 și 1;
- habitat concentrat pentru  $(a + b)$  mai mare de 1.

Dacă se dispune de un număr suficient de date, calculul curbei parabolice prin extrapolare permite evaluarea numărului total de zăcăminte (obiecte) care constituie sistemul natural, în cazul nostru sistemul petrolier. De exemplu evoluția curbelor de distribuție a zăcămintelor în funcție de timpul în care s-au efectuat lucrările de explorare din Bazinul Deltei Nigerului arată deplasarea curbei spre parabola finală (fig. 51). De notat că habitatul hidrocarburilor în Delta Nigerului este de tip "dispersat" ( $(a + b) < 0,5$ ) iar extrapolarea din fig. 51 elaborată de Perrodon și Laherrère (1995) este făcută până în anul 2000. După cum se observă din această figură, până în anul 1992 au fost descoperite 379 zăcăminte urmând ca la sfârșitul perioadei de extrapolare (anul 2000) să mai fie descoperite încă 176 de acumulări petrolifere-gazeifere. Acest cumulativ de 550 de zăcăminte cu petrol și gaze din Delta Nigerului care urmează să fie completat până în anul 2000 - după autorii menționați mai sus - poate fi descoperit dacă lucrările de

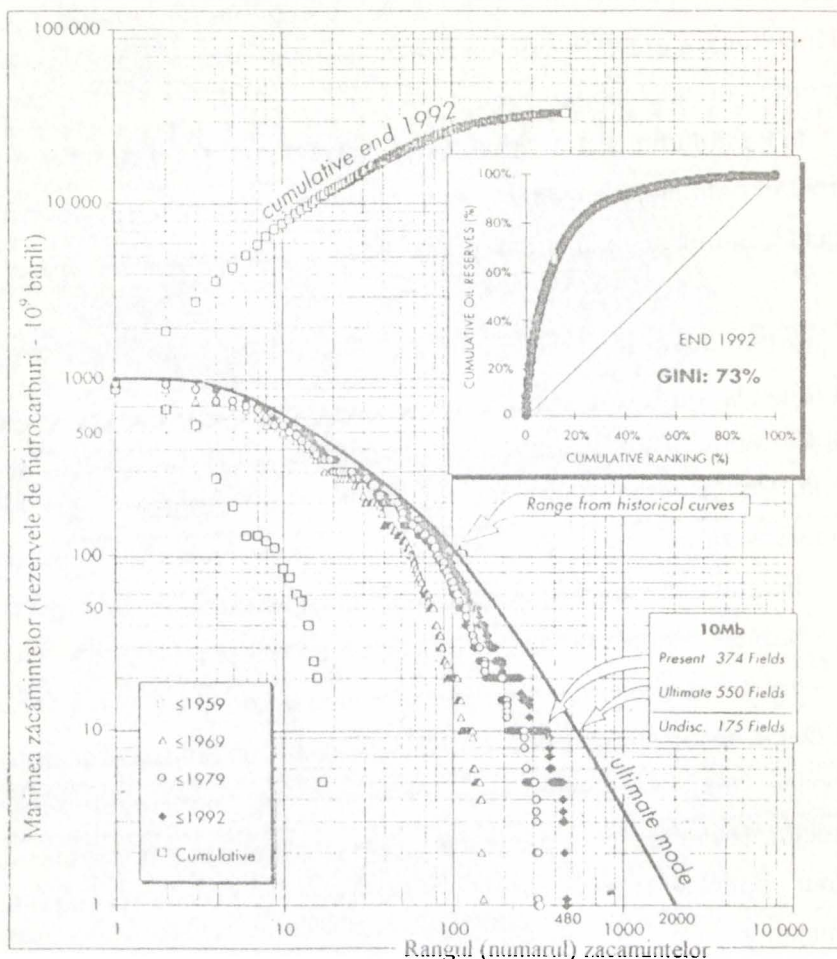


Fig 51. Curba fractalului parabolic pentru zăcămintele de hidrocarburi din Bazinul Delta Nigerului (modificat după Laherrère și Perrodon, 1995)

prospecțiune și explorare se mențin la aceeași intensitate ca și în perioada analizată, și în plus dacă condițiile geologice ale bazinului au permis acumularea și a altor rezerve de hidrocarburi.

Distribuția mărimii obiectelor după curba fractalului parabolic prezintă și unele abateri față de această curbă. Principala anomalie este dată de habitatul hiperconcentrat și anume zăcămintele supergigantice

drenează hidrocarburile din cea mai mare parte a sistemului petrolier. Așa este cazul zăcămintului Hassi Messaoud din Bazinul Saharei Algeriene, zăcămintului Urengoi din Siberia Occidentală, zăcămintului El Ghawar din sistemul petrolier arabo-iranian, zăcămintului Prudhoe Bay din Alaska ș. a. și la fel s-au format marile aglomerări urbane ca Paris, Londra, New York, Shanghai ș. a. care au atras populația din zonele înconjurătoare. Acest habitat hiperconcentrat numit uneori și habitat "deformat" nu face obiectul acestei metode, cel puțin în acest subcapitol.

În evaluarea perspectivelor petrolifere-gazeifere ale unui sistem petrolier, pe lângă mărimea zăcămintelor în funcție de timpul de explorare, metoda fractalului parabolic poate utiliza și alte date de explorare și de exploatare a acumulărilor deja descoperite cum sunt:

- rezervele acumulate descoperite în funcție de numărul total al sondelor de explorare;
- numărul cumulat al zăcămintelor de o anumită mărime în funcție de numărul sondelor de explorare.

Atunci când datele forajelor de explorare nu sunt disponibile, datele de explorare și exploatare vor fi reprezentate în funcție de timpul necesar efectuării lucrărilor de cercetare și de producție.

Laherrere (în Popescu, 1995) a aplicat această metodă la evaluarea rezervelor de hidrocarburi care au mai rămas de descoperit și a numărului de zăcămintele în care sunt ele distribuite în cuprinsul a cinci sisteme petrolifere din România și anume: nord-vestul, nordul și nord-estul Platformei Moesice, flîșul Paleogen al Carpaților Orientali și estul Bazinului Panonic. Nedispunând de datele complete privind lucrările de explorare acest autor a folosit curbele de explorare și de exploatare trasate în funcție de timp (numărul anilor). El a extrapolat aceste curbe până în anul 2020, când a presupus că lucrările de explorare petroliferă se vor încheia în cele cinci sisteme petrolifere amintite mai sus. Valoarea rezultată pentru anul 2020 ar trebui să fie egală cu rezervele industriale

finale calculate din curba fractalului parabolic. De asemenea acest autor a utilizat numărul cumulat al zăcămintelor de o anumită mărime care sunt adecvate cu cazurile analizate și anume: de 5 Mt, 0,5 Mt și de 0,1 Mt (Mt = milioane tone).

Partea finală a curbelor autosimilare (fractale) parabolice arată rezervele de hidrocarburi încă nedescoperite și anume atât numărul zăcămintelor nedescoperite cât și rezervele de hidrocarburi pe care le conțin acestea. Ele se determină prin diferența dintre numărul final (corespunzător anului 2020) și numărul actual de zăcămintele încadrate ca mărime în rangurile prezentate mai sus (5Mt, 0,5Mt și 0,1Mt). Aplicarea metodei a ținut seama de următoarele aspecte: mărimea industrială (economică) a rezervelor, rația de succes a explorării combinată cu viitoarele lucrări de explorare și perioada de timp (anul 2020) până la care se extrapolează rezervele industriale finale. Prin utilizarea metodei fractalului parabolic acest cercetător arată că, în cele cinci sisteme petroliere din România există zăcămintele încă nedescoperite, dar rezervele de hidrocarburi sunt mici, în general sub 1Mt pentru fiecare zăcământ.

Metoda fractalului parabolic este interesantă pentru evaluarea perspectivelor petrolifere-gazeifere ale unui bazin care are o anumită maturitate în ceea ce privește lucrările de explorare. Din cele prezentate se observă că metoda se bazează pe datele de explorare și exploatare petrolieră astfel că, ea nu se poate aplica decât după ce lucrările de cercetare petrolieră și de extracție a hidrocarburilor au ajuns la un stadiu relativ avansat; cu alte cuvinte ea se bazează pe date istorice privind explorarea petrolieră și producția de petrol și gaze. La începutul și în timpul prospecțiunii metoda nu poate fi aplicată; la fel în timpul explorării metoda nu poate fi aplicată decât după ce se descoperă și se conturează primele acumulări petroliere-gazeifere.

Metoda nu se poate aplica dacă în bazinul petrolier-gazeifer nu s-a descoperit încă nici un zăcământ cu petrol sau cu gaze, chiar dacă în bazinul respectiv au fost efectuate numeroase lucrări de prospecțiune și de explorare. Această metodă - utilizată în evaluarea perspectivelor de hidrocarburi ale bazinelor de sedimentare dovedite petrolifere-gazeifere - oferă o bază științifică pentru estimarea numărului de zăcăminte și a rezervelor de hidrocarburi care au mai rămas de descoperit în bazinul analizat.

#### 5.4.5. METODA RAȚIEI DE TRANSFORMARE A KEROGENULUI

Volumele de hidrocarburi generate într-un bazin de sedimentare se pot calcula utilizând ecuația de bilant material geochimic care are următoarea formă (White și Gehman, 1979)):

$$V = V_{rs} C_{mo} P_g R_t F_p B_p$$

unde:  $V$  = volumul de hidrocarburi generate ( $m^3$ );  $V_{rs}$  = volumul rocii sursă ( $m^3$ );  $C_{mo}$  = conținutul volumetric de material organic (%);  $P_g$  = potențialul genetic al rocilor sursă (%);  $R_t$  = rația de transformare (%);  $F_p$  = fracția de petrol generată (%);  $B_p$  = factorul de volum al petrolului (%).

Parametrii enumerați mai sus, utilizați în ecuația de bază a bilanțului de material geochimic sunt rezultatul evoluției bazinului de sedimentare iar folosirea lor necesită unele explicații suplimentare. De asemenea pentru a simplifica utilizarea lor, acolo unde este cazul valoarea fiecărui parametru este calculată sub forma de procente din unitatea volumică sau din unitatea de masă a rocii sursă analizate.

*Volumul rocii sursă ( $V_{rs}$ )* se poate calcula ca produsul dintre grosimea și suprafața de răspândire a depozitelor care au ajuns în stadiul de catageneză sau în cel de metageneză. Aceste stadii de transformare a materiei organice în funcție de temperatură (adâncimea de îngropare) și de timpul geologic se pot determina pe baza diferitelor modele de evoluție

a bazinelor de sedimentare. Stadiile de evoluție se pot corela cu diferiți indicatori ai maturizării termice a rocilor sursă cum sunt: reflectanța vitrinitului (RV), indicele de metamorfism organic etc. (fig. 52). Suprafața rocilor sursă care sunt situate în "fereastra de generare a petrolului" ( $0,6 \% < RV < 2,0 \%$ ) sau care au ajuns în stadiul de metageneză ( $RV > 2,0 \%$ ) se obțin prin planimetrarea hărților de reflectanță a vitrinitului. Aceste hărți se elaborează separat pentru fiecare formațiune despre care se consideră că dispun în cuprinsul lor de roci sursă semnificative. Reflectanța vitrinitului se măsoară cu aparate speciale denumite cu termenul general de fotometre. De cele mai multe ori, datorită faptului că rocile sursă analizate nu conțin vitrinit - care este un maceral provenit din plantele terestre superioare - sau cercetătorii nu dispun de aparate pentru măsurarea reflectanței, atunci acest parametru optic (extrem de util în evaluarea maturizării termice a rocilor sursă) se calculează cu diferite metode și relații matematice bazate pe evoluția geologică a bazinelor de sedimentare.

Grosimea rocilor sursă active se poate determina după profilele geologice și geofizice ale sondelor, dar ținând seama de anumite aspecte. Materialul organic nu se distribuie uniform și în toată masa unei formațiuni geologice ci de cele mai multe ori - sub formă laminară sau fin diseminată - formează secvențe cu un conținut semnificativ mai ridicat de kerogen, definite cu termenul de "facies organic". Sub acest aspect, formațiunile geologice sunt constituite din faciesuri organice și non-organice, dar în cele mai multe cazuri sunt formate numai din ultimul tip, deci sunt lipsite de roci sursă de hidrocarburi. Ținând seama de aceste aspecte se poate considera că în majoritatea cazurilor, din grosimea totală a unei formațiuni geologice - chiar dacă este în întregime pelitică - numai o mică parte este reprezentată de rocile sursă active. În această lucrare, sub termenul de "rocă sursă activă" sunt cuprinse acele roci avut un conținut semnificativ de ridicat de kerogen și mai ales cele care sunt

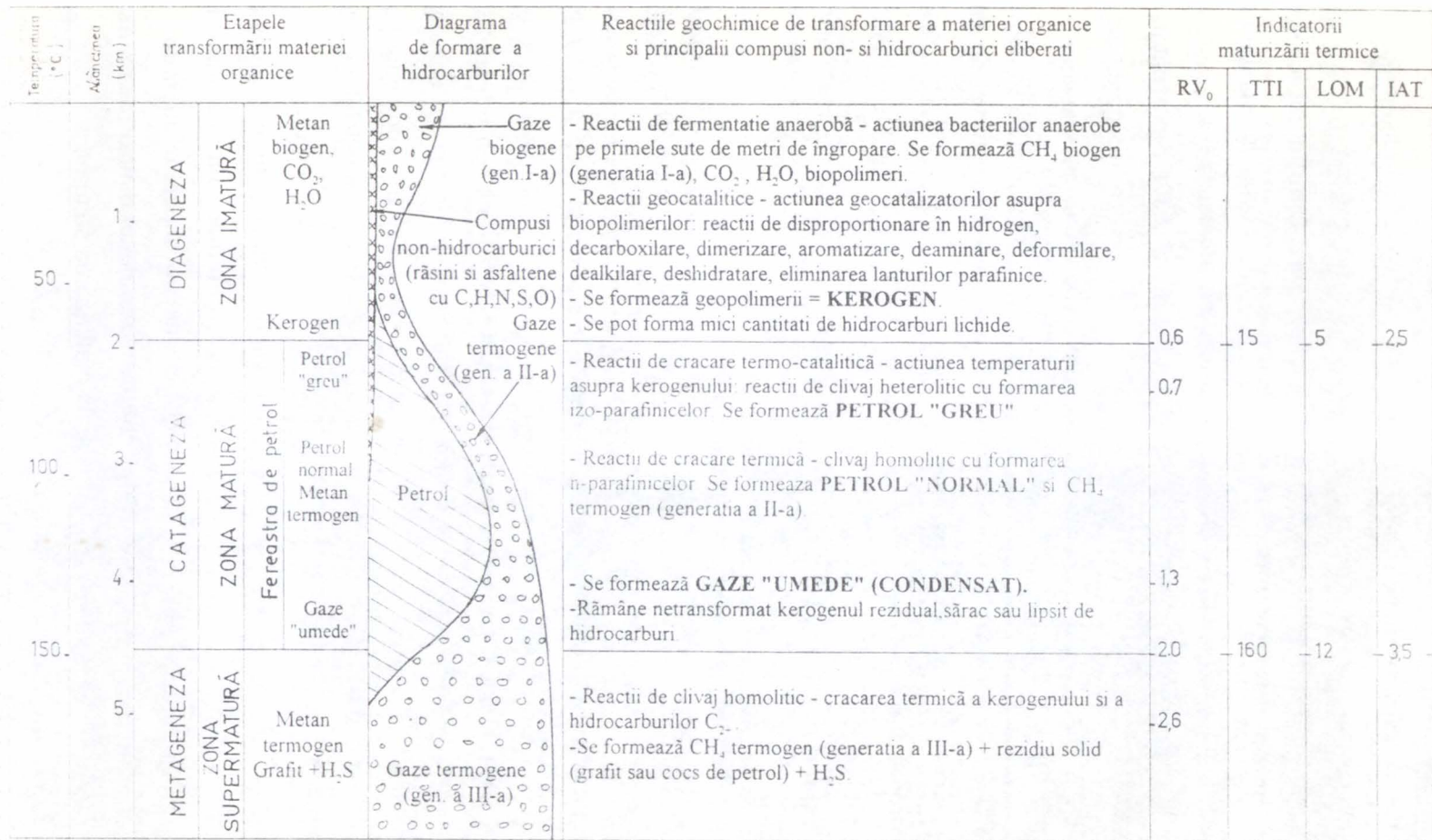


Fig50. Modelul transformării materiei organice în hidrocarburi și indicatorii maturizării termice

maturizate din punct de vedere termic, astfel că au generat cantități comerciale de hidrocarburi.

**Conținutul volumetric de material organic (Cmo)** al rocilor sursă se poate evalua după analizele geochimice ale eșantioanele recoltate din aflorimente sau cel mai adesea recuperate de la sonde.

**Potențialul genetic (Pg)** al rocilor sursă este reprezentat de cantitatea de hidrocarburi pe care poate să o genereze kerogenul de un anumit tip (Tissot și Welte, 1978; 1984) sau - cu alte cuvinte - el reprezintă proporția de material organic care este capabilă să se transforme în petrol și gaze dacă rocile au subsistat un interval de timp suficient de lung la temperaturi adecvate pentru a se maturiza. Acest parametru depinde de tipul și de abundența kerogenului care la rândul lor sunt în funcție de materia organică inițială precum și de condițiile de degradare microbială și de rearanjare a structurilor organice în sedimentul tînăr.

Pe baza analizelor geochimice și a rezultatelor pirolizei se apreciază că tipul I de kerogen are un potențial genetic de 90 %, tipul II cca. 70 %, iar pentru tipul III se consideră că numai 31 % din materialul organic este capabil să se transforme în hidrocarburi (Tissot și Welte, 1978; 1984). Aceste valori ale potențialului genetic sunt maximele și ele se diminuează progresiv în funcție de tipul și de cantitatea materialului organic. Rocile sursă pot fi definite ca fiind acelea care au un potențial genetic mai mare de 25 - 30 % din unitatea de masă a kerogenului sau dacă se consideră o valoare medie de 1 % TOC, potențialul genetic trebuie să fie de peste 25 - 30 % din unitatea de greutate a rocii.

**Rația de transformare (Rt)** - de unde a venit și numele acestei metode - este proporția de petrol și gaze formată din kerogen la potențialul genetic al rocii sursă. Cu alte cuvinte acest parametru arată cantitatea totală de petrol și gaze pe care kerogenul dintr-o rocă sursă este capabil să o genereze în funcție de maturizarea sa termică.



Rația de transformare poate fi determinată prin metoda pirolizei, după următoarea relație:

$$R_t = S_1 / (S_1 + S_2)$$

care arată cantitatea de petrol generată pe o anumită treaptă de maturizare termică în comparație cu cantitatea totală aptă să fie generată de roca sursă analizată.  $S_1$ ,  $S_2$  și  $S_3$  împreună cu  $T_{max}$  sunt principalii parametri care se obțin de la analiza rocilor sursă prin metoda pirolizei.

Valoarea rației de transformare depinde în primul rând de tipul materialului organic și mai ales de evoluția sa geologică. Astfel rația de transformare este zero pentru adâncimi mici de îngropare (stadiul imatur, de diageneză și crește progresiv către 1, valoare care este atinsă când tot materialul organic labil a fost transformat în hidrocarburi și expulzat din roca generatoare.

**Fracția de petrol ( $F_p$ )** din hidrocarburile generate se determină pe baza analizei geochimice și a pirolizei rocilor sursă și depinde de tipul kerogenului. Pentru kerogenul de tipul I + II se apreciază o valoare a fracției de petrol de cca. 90 %, iar pentru cel de tip II se consideră că proporția fracției de petrol scade la 80 %. Aceste valori ale fracției de petrol sunt maxime și se diminuează pe măsură ce scade calitatea kerogenului (de la cel de tipul I la cel de tip III).

**Factorul de volum al petrolului ( $B_p$ )** reprezintă creșterea de volum datorită gazelor dizolvate în condițiile termobarice de adâncime ale rocilor sursă și - așa cum se cunoaște din ingineria zăcămintelor de hidrocarburi - poate să ia valori cuprinse între 1,1 și 2,0. Aceste valori sunt dependente de presiunea și temperatura din adâncime, densitatea și compoziția chimică a hidrocarburilor etc.

#### 5.4.6. METODA POTENȚIALULUI CUMULATIV DE PETROL

Această metodă propusă de Demaison și Huizinga (1991) se bazează pe studiul statistic al rezultatelor obținute de la diversele analize

geochimice ale rocilor sursă de hidrocarburi. Parametrii operaționali utilizați la evaluarea petroliferă - gazeiferă, cantitativă a sistemelor petroliere în cadrul acestei metode sunt:

- cantitatea de hidrocarburi rezultată de la piroliza rocilor sursă, adică suma produselor ( $S_1 + S_2$ ) obținute la analiza Rock - Eval, care se exprimă în kilograme de hidrocarburi pe tona de rocă sursă;

- grosimea rocilor sursă se obține din carotajele geofizice ale sondelor (calibrate cu eșantioane de roci) sau după datele cartării geologice de suprafață.

Un mod practic de calcul al potențialului oleogenetic al rocilor sursă a fost propus de Tissot et al. (1980). Acești autori au folosit "Potențialul cumulativ de petrol" sau "Indicele de potențial al rocilor sursă" ( $SPI = \text{Source Potential Index}$ ). Indicele de potențial al rocilor sursă sau Potențialul cumulativ de petrol integrează într-un singur parametru numeric atât grosimea rocilor sursă cât și cantitatea de hidrocarburi produsă la piroliză. El poate fi calculat cu relația următoare:

$$SPI = \rho \cdot h \cdot (S_1 + S_2) / 1000$$

unde:

$SPI$  = cantitatea maximă de hidrocarburi exprimată în  $t/m^2$ , care poate fi generată de o coloană de roci sursă cu aria bazei egală cu un metru pătrat (fig. 53);

$h$  = grosimea rocilor sursă exprimată în metri (fig. 53.). De obicei la acest parametru se însumează grosimea acelor roci sursă care au produs la piroliză cantități comerciale de hidrocarburi și anume ele depășesc 2kg/tona de rocă;

$\rho$  = densitatea medie a rocilor sursă analizate;

$(S_1 + S_2)$  = potențialul genetic mediu al unității de rocă sursă.

Determinarea celor doi parametri ( $S_1$  și  $S_2$ ) se bazează pe piroliza sistematică a rocilor care au fost recoltate la intervale mici (cel mult 10 m) din sonde sau din aflorimente. Potențialul genetic mediu pentru o rocă

sursă se determină pe baza unui grafic în care este reprezentată adâncimea probei în funcție de potențialul genetic al fiecărei probe și apoi se divizează potențialele individuale rezultate la grosimea totală,

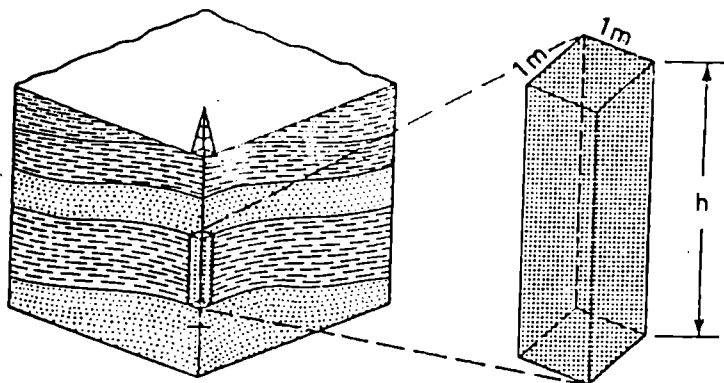


Fig.53 Definierea elementelor pentru determinarea SPI (modificat după Demaison și Huizinga, 1991)

necorectată a rocii sursă. Valorile SPI calculate pentru o singură sondă și numai pe o secțiune sunt apoi mediate și extrapolate la întregul bazin cercetat.

Determinarea Indicelui de potențial al rocilor sursă (SPI) nu este utilă dacă în cuprinsul bazinului secvența litostratigrafică analizată cuprinde numai roci sursă imature din punct de vedere termic. Calcularea SPI pentru o rocă sursă dată este relevantă numai dacă în bazinul cercetat au fost identificate zone ("hydrocarbon kitchens") în care aceasta este maturizată termic, iar valorile SPI sunt optime dacă eșantioanele de roci sursă sunt recoltate din interiorul acestor zone, generatoare de hidrocarburi sau cel puțin din arealele adiacente acestora.

Rocile sursă - care din punct de vedere al maturizării termice au ajuns la jumătatea "ferestrei de petrol" sau maturizarea lor este chiar mai ridicată - prezintă valori semnificativ mult mai reduse ale SPI pentru că

potențialul genetic mediu al lor este mult diminuat datorită transformării kerogenului în hidrocarburi și apoi datorită expulzării acestora. Ținând seama de această constatare - la care se adaugă faptul că SPI este o măsură a potențialului de petrol - mărimea SPI va fi optimă atunci când roca sursă (din punct de vedere al maturizării termice) este situată la începutul etapei de catagenază sau la intrarea în "fereastra de petrol". Pentru a rezolva această situație, înainte de a recolta și de a analiza geochemic eșantioanele de roci sursă (operații care sunt foarte costisitoare), în mod obișnuit se fac estimări teoretice ale maturizării lor și astfel se renunță la sectoarele bazinului în care ele sunt imature.

Fiecare SPI este caracteristic unui sistem petrolier dintr-un bazin. În mod obișnuit el se obține ca o medie rezultată din valorile calculate ale mai multor sonde sau aflorimente cu roci sursă analizate. Valoarea astfel rezultată este reprezentativă pentru o formațiune cu mai multe secvențe de roci sursă dintr-o anumită zonă a bazinului cercetat.

Într-un bazin de sedimentare, unele roci sursă au o grosime și o bogăție în material organic aproape uniformă pe suprafețe considerabile și de aceea valoarea măsurată a unui SPI dintr-un sector nematurizat termic va fi corespondentul unui SPI original determinat într-o zonă maturizată, cu rocile sursă situate la adâncime mai mare; între cele două zone analizate există o tranziție a valorilor SPI. Pe această bază un geolog de petrol, pornind de la modelele depozitionale ale rocilor sursă și urmărind pe profile seismice eventualele schimbări de facies poate să estimeze dacă - într-un sector necercetat cu sonde al sistemului petrolier - rocile sursă au valori mai ridicate sau mai scăzute ale SPI, decât cele obținute în arealele cercetate ale bazinului; astfel valorile calculate ale SPI se folosesc pentru evaluarea cantitativă a posibilelor schimbări laterale în potențialul oleogenetic al rocilor sursă.

Valorile calculate ale SPI din bazinele care au fost cercetate până în prezent variază între 1 t/m<sup>2</sup> și 65 t/m<sup>2</sup> (tabel 1). Analiza valorilor SPI

**Tabelul 1. Valorile medii ale indicelui de potențial al rocilor sursă determinate în diferite bazine petrolifere-gazeifere (după Demaison și Huizinga, 1991).**

Bazinul petrolifer - gazeifer (țara)	Intervalul stratigrafic cu roci sursă	Tipul kerogenului	Valoarea medie a SPI ( $t/m^2$ )
Junga (China)	Permian superior	I	65
Congo de Sud (Cabinda)	Cretacic inferior	I	46
Santa Barbara Channel (USA)	Miocen	II	39
San Joaquin (USA)	Miocen	II	38
Sumatra Centrală (Indonezia)	Oligocen - Eocen	I	34
Venezuela de Est FTB	Cretacic "mediu" - superior	II	27
Offshore Santa Maria (USA)	Miocen	II	21
Middle Magdalena (Columbia)	Cretacic "mediu" - superior	II	16
Marea Nordului (UK)	Jurassic superior	II	15
Arabia Centrală (Arabia Saudită)	Jurassic superior	II	14
Delta Nigerului (Nigeria)	Terțiar	III	14
Golful Suez (Egipt)	Cretacic - Eocen superior	II	14
San Joaquin (USA)	Oligocen - Eocen	II la II-III	14
Maturin (Venezuela)	Cretacic "mediu" - superior	II	12
Maracalbo (Venezuela)	Cretacic "mediu" - superior	II	10
Siberia de Vest (Rusia)	Jurassic superior	II	8
Cuyo (Argentina)	Triasic	I	8
Paris (Franța)	Jurassic inferior	II	7
Barrow-Dampier (Australia)	Jurassic mediu - superior	II-III la III	6
E. Browse-W. Bonaparte (Australia)	Jurassic mediu - superior	II-III la III	6
Illinois (USA)	Carbonifer inferior	II	6
Oriente (Ecuador)	Cretacic "mediu" - superior	II	6
Nord-vestul Arabiei (Siria)	Triasic și Cretacic superior	II	5
Plato (Columbia)	Oligocen - Miocen	II-III la III	5
Nord-vestul Arabiei (Turcia)	Silurian superior - Devonian inferior	II	4
Marea Celtică (Irlanda)	Jurassic inferior	II la II-III	4
Malvinas (Argentina)	Cretacic inferior	II la II-III	3
Williston (USA)	Carbonifer inferior și Cretacic inferior	II	3
Senegal (Senegal)	Paleocen-Eocen	II-III	2
Cantabrian (Spania)	Jurassic inferior	II	2
Ogaden (Etiopia)	Jurassic superior	II la II-III	2
Magellanes-Austral (Chile)	Cretacic inferior	II-III	1
Metan (Argentina)	Cretacic superior	II	1
Parana (Brazilia)	Permian inferior	II	1
Palawan (Filipine)	Eocen	II	1
Pelagian (Tunisia)	Cretacic "mediu"	II	1
Tres Cruces (Argentina)	Cretacic superior	II	<1
Pelagian (Tunisia)	Eocen	II	<1

din acest tabel arată că în cazul bazinelor cu explorare petrolieră avansată se constată o bună corelație între magnitudinea medie a SPI și rezervele de petrol ale întregului bazin. Toate bazinele cu valori ale SPI mai mari de  $10 \text{ t/m}^2$  (tabel 1) au rezerve mari de petrol și gaze și sunt considerate bazine bogate. Bazinele cu valori ale SPI cuprinse între  $5 \text{ t/m}^2$  și  $10 \text{ t/m}^2$  sunt cunoscute ca bazine cu o bogăție moderată în hidrocarburi. Bazinele cu valorile SPI mai mici de  $5 \text{ t/m}^2$  sunt bazine mediocre sau chiar sărace în rezerve comerciale de petrol și gaze.

#### 5.4.7. METODA INDICELUI DE GENERARE A PETROLULUI

Această metodă a fost aplicată de Mackenzie și Quigley (1988) în bazinul din strâmtoarea Malacca (Sumatra centrală-Indonezia). Ea se bazează -pe de o parte - pe cunoașterea reacțiilor geochimice prin care materialul organic se transformă în petrol și gaze iar pe de altă parte pe evaluarea parametrilor și a proceselor esențiale care participă la formarea acumulărilor petrolifere-gazeifere comerciale; cunoașterea teoretică și practică a lor face ca în multe cazuri - în funcție de datele primare disponibile - evaluarea petroliferă-gazeiferă a bazinelor să se reducă la reguli simple și la ecuații ușor de rezolvat, chiar cu ajutorul unui calculator de buzunar.

Aplicarea acestei metode permite geologului petrolist să estimeze înainte de forajul primei sonde de explorare volumele și compoziția probabilă a hidrocarburilor care s-au acumulat în capcanele descoperite la sfârșitul etapei de prospecțiune.

Metoda indicelui de generare a petrolului utilizează câteva ecuații fundamentale, cu ajutorul cărora se determină masa hidrocarburilor expulzate, volumul hidrocarburilor pierdute pe parcursul migrației și în final se evaluează volumul de hidrocarburi acumulate. Relația matematică fundamentală de la care pornește aplicarea acestei metode

se bazează - la fel ca la metoda rației de transformare - pe ecuația de bilanț a materialului geochimic, care poate fi scrisă astfel:

$$M_E = \Sigma(P_0) (PGI) (PEE_n) (d_k) (h_k) (A_k)$$

unde:

$M_E$  = masa hidrocarburilor expulzate din arealele în care rocile sursă sunt maturizate în mod egal;

$P_0$  = potențialul inițial de petrol sau - cu alte cuvinte - el reprezintă cocentrția de materie organică care poate fi transformată în hidrocarburi la temperaturi adecvate;

$PGI$  = indicele de generare a petrolului sau fracția din materialul organic care a fost transformată în hidrocarburi;

$PEE_n$  = coeficientul de expulzare netă sau eficiența de expulzare netă a petrolului. El reprezintă fracția de hidrocarburi fluide formată în rocile sursă și care a fost expulzată spre zona explorată. Dacă rocile colectoare ale zonei prospectate sunt situate deasupra rocilor sursă, atunci indicele de expulzare va include numai hidrocarburile migrate ascensional;

$d_k$  = densitatea medie a rocilor sursă din subsol;

$h_k$  = grosimea medie a rocilor sursă;

$A_k$  = aria suprafețelor cu roci sursă maturizate în mod egal; de exemplu aria suprafeței cuprinsă între două izolinii de reflectanță a vitrinitului.

Volumul petrolului pierdut ( $V_L$ ) de-a lungul căilor de migrație este calculat cu relația:

$$V_L = \phi S_{rh} V_D$$

unde:

$\phi$  = porozitatea rocilor;

$S_{rh}$  = saturația reziduală de hidrocarburi;

$V_D$  = volumul rocii prin care curg hidrocarburile sau volumul de drenaj.

Deci volumul petrolului pierdut în timpul migrației este proporțional cu volumul porilor prin care curg hidrocarburile (Mac Gregor și Mackenzie, 1987) și cu saturația reziduală în hidrocarburi .

Volumul hidrocarburilor care ajung la rocile colectoare din zona prospectată adică volumul hidrocarburilor disponibile pentru acumulare ( $V_A$ ) se calculează ca diferența dintre volumul hidrocarburilor expulzate și al celor pierdute în timpul migrației:

$$V_A = V_E - V_L$$

Când volumul pierdut depășește volumul expulzat se înțelege că nu poate fi prognozată nici o cantitate de hidrocarburi care ar fi putut să ajungă în zona cercetată. Cu alte cuvinte, petrolul și gazele nu s-au acumulat astfel că, ele sunt absente în capcanele care trebuie să fie explorate cu sonde.

Institutele de cercetări pentru hidrocarburi precum și companiile de petrol au elaborat - pornind de la diverse modele geologice de evoluție a bazinelor sau pe baza unor scheme geochimice de transformare a materiei organice în petrol și gaze - numeroase modele de evaluare petroliferă - gazeiferă a bazinelor de sedimentare, care sunt foarte complexe, însă principiile de bază sunt în general similare cu ale celor prezentate în acest capitol.



## BIBLIOGRAFIE

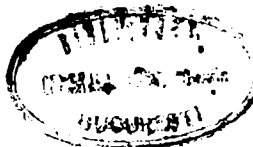
- Airinei, Șt., 1977. Geofizica pentru geologi, Ed Tehnică, București.
- Allen, P.A., Allen, J.R., 1990. Basin analysis. Principles and applications. Blackwell Scientific Publications, Oxford.
- Bonciu, M.C. , 1956. Contribuții la istoria petrolului românesc, Editura Academiei, București.
- Babskow, Al., Mălureanu, I., 1995. Geofizică, Vol. 1 - Prospekțiuni geologice, Ed. Imprimex, Ploiești.
- Babskow, Al., Mălureanu, I., 1995. Geofizică, Vol. 2 -Geofizica de sondă, Ed. Imprimex, Ploiești.
- Bordenave ,M.L., 1993. Applied Petroleum Geochemistry. *Editions Technip, Exploration Division, Total, Paris.*
- Botezatu, R., 1982. Modele geofizice ale alcătuirii geologice a României. Editura Academiei.
- Botezatu, R., 1987. Bazele interpretării geologice a informațiilor geofizice. Editura tehnică, București.
- Cossé, R., 1988. Technique d'exploitation pétrolière. Le gisement. *Editions Technip. Institut Français du Petrole.*
- Demaison, G.J., 1984. The generative basin concept. In Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation. Ed. by Demaison, G.J. and Murris, R.J., *AAPG Memoir*, 35, p.1-14.
- Demaison, G., Huizinga, B.J., 1991. Genetic classification of petroleum systems. *AAPG Bull.* 75(10), pp. 1626 - 1643.
- Demaison, G., Huizinga, B. J., 1994. Genetic classification of petroleum systems using three factors: Charge, migration, and entrapment, in Magoon, L.B. and Dow, W.G., eds, The petroleum system - From source to trap. *AAPG Memoir*, 59.

- Dow, W. G., 1974. Application of oil-corelation and source-rock data to exploration in Williston basin. *AAPG Bull.*, **58** (7), p. 1253 -1262.
- Gavăț, I., 1964. Geologia petrolului și a gazelor naturale. Editura didactică și pedagogică, București.
- Gherman, J.,1969. Prospekțiunea geologică, Ed Tehnică, București.
- Grigo, D.,Maragna, B., Arienti, M.T., Fiorani, M., Parisi, A., Marrone, M.,Sguazzero, M. P., Uberg, A.S., 1993. Issues in 3D sedimentary basin modelling and application to Haltenbanken, offshore Norway, in *Basin Modelling: Advances and Applications* edited by A.G. Dore et al. NPF Special Publication 3, pp. 455 - 468, Elsevier, Amsterdam.
- Homewood, P.W.,1994. Reducing risk in geological models for exploration: integrated stratigraphic interpretation. In *Strategic Basin Wide Exploratin*.
- Hubbert, M.K., 1953. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. *AAPG Bull.*, v. 37, pp. 1954-2026.
- Kalkreuth, W., McMechan, M., 1988. Burial history and thermal maturity, Rocky Mountain Front Ranges, Foothills and Foreland, East-Central British Columbia and Adjacent Alberta, Canada. *AAPG Bull.*, v.72(11), pp. 1395-1410.
- Klemme, H.D., Ulmishek, G.F., 1991. Effective petroleum source rocks of the world: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors . *AAPG Bull.*, **75**; p.1800-1851.
- Laherrere, J., Perrodon, A., 1995. Contribution a l'estimation des reserves ultimes. *Petrole et technique*, no.398, pp. 53-56.
- Lăzărescu, V., 1980. Geologie fizică. Editura tehnică, București.
- Lerche, I., 1990a. Basin analysis. Quantitative methods, vol.I, Academic Press, San Diego, California.
- Lerche, I., 1990b. Basin analysis. Quantitative methods, vol.II, Academic Press, San Diego, California.

- Levorsen, A.I., 1956. *Geology of petroleum*. Freeman Co., San Francisco.
- Mackenzie, A.S., Quigley, T.M., 1988. Principles of geochemical prospect Appraisal. *AAPG Bull.* 72 (4), pp. 399-415.
- Magara, K., 1986. *Geological models of petroleum entrapment*. Elsevier Applied Science Publishers, London, pp. 44-68.
- Magoon, L.B., 1988. The petroleum system - A classification scheme for research, exploration, and resource assessment, in Magoon, L.B. *Petroleum systems of the United States. U.S. Geological Survey Bull.*, 1870, 2-15.
- Magoon, L.B., 1989a. The petroleum system - Status of research and methods. *U.S. Geological Survey Bull.*, 1912, 88 p.
- Magoon, L.B., 1992b. Identified petroleum systems within the United States -1992, in Magoon, L.B., ed., *The petroleum system - Status of research and methods*, 1992. *U.S. Geological Survey Bull.*, 2007, pp. 2 - 11.
- Moldowan, J.M., Seifert, W.K., Gallegos, E.J., 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bull.* 69, pp. 1225 - 1268.
- Pauliuc, S., Dinu, C., 1985. *Geologie structurală*. Editura tehnică, București.
- Pene, C., 1995. Studiul geologic complex al formațiunilor triasice din vestul Platformei Moesice la nord de paralela municipiului Craiova, cu privire specială asupra condițiilor de formare a zăcămintelor de hidrocarburi. Teză de doctorat, Universitatea București.
- Pene, C., 1996. Hydrocarbon generation modelling in the west of the Moesian Platform, Romania. *Petroleum Geoscience*, vol. 2, London, pp. 241-248.
- Perrodon, A., 1983. Dynamic of oil and gas accumulations. *Pau, Elf Aquitaine*.

- Perrodon, A., Masse, P., 1984. Subsidence, sedimentation and petroleum systems. *Journal of Petroleum Geology*, 7(1), pp. 5-26.
- Popescu, M. B., 1995. Romania's petroleum systems and their remaining potential. *Petroleum Geoscience*, vol. 1 pp. 337-350.
- Possey, Q.R., Creaney, S., Kulba, J.B., Maretti, F.J., Strand, J.D., 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bull*, 74, pp. 1777 - 1794.
- Robert, P., 1988. Organic metamorphism and geothermal history. *Pau, Elf Aquitaine*.
- Royden, L.J., Sclater, J.G., von Herzen, R.P., 1980. Continental margin subsidence and heat flow: important parameters in formation of petroleum hydrocarbons. *AAPG Bull.* v. 64(1).
- Sedillot, R., 1979. Istoria petrolului. Ed. Politică, București.
- Selley, R.C., 1985. Elements of petroleum geology. Freeman Co., New York
- Schmoker, J.W., 1981. Determination of organic matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray log. *AAPG Bull.*, v. 65, pp. 1285 - 1298.
- Stănescu, V., 1983. Formarea petrolului și a zăcămintelor de petrol. Editura tehnică, București.
- Stănescu, V., 1992. Zăcămintele de petrol. Tipografia Universității București.
- Stănescu, V., Pene, C. 1993. Vârsta zăcămintelor de hidrocarburi și semnificația ei în explorare. Sub tipar în Buletinul I.P.G., Ploiești.
- Tissot, B., Demaison, G., Masson, P., Delteil, J.R., Combaz, A., 1980. Paleoenvironment and petroleum potential of Middle Cretaceous Black Shales in Atlantic Basins. *AAPG Bull.*, 64, p. 2051-2063.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag, Berlin, 2nd ed.

- Ulmishek, G., Magoon, L.B., 1994. The petroleum system. Concept and applications. In *Strategic Basin wide exploration*.
- Ulmishek, G., Harisson, W., 1984. Quantitative methods for assessment of petroleum resources of poorly known basins. In Masters, C.D., ed., *Petroleum resource assesement, International Union of Geological Science Publication*, no.17, p.80-94.
- Waples, D.W., 1980. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploratin. *AAPG Bull.*, v. 64, pp. 916-925.
- Wright, N.J.R., 1980. Time, temperature and organic maturation - the evolution of rank within a sedimentary pile. *Journal of Petroleum Geology*, v. 2, pp. 411-425.
- White, D.A., Gehman, H.M., 1979. Methods of estimating oil and gas resources. *AAPG Bull.*, v. 63, pp. 2183-2203.



**Tiparul s-a executat sub cda 336/1997 la  
Tipografia Editurii Universității din București**



DE ADAPTARE SI ANIMA

✓

DATA RESTITUIRII	
<del>13. MAI. 2002</del>	27 APR. 2013
<del>10. DEC. 2002</del>	
10. MAR. 2005	
←	
28 OCT. 2010	
1 NOV. 2013	
←	
- 3 FEB. 2012	
03 IUL. 2012	
04 IUL. 2012	
06 IUL. 2012	

**ISBN 973-575-148-8**

**Lei 9200**